



**Caracterización y evaluación económica para la inversión en plantas menores a 20 MW  
conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia a partir de  
fuentes de energías renovables eólica y solar.**

Angela Patricia Buendía Yáñez

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

2014



CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA LA INVERSIÓN EN PLANTAS  
MENORES A 20 MW CONECTADAS AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL  
(SIN) DE COLOMBIA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES EÓLICA  
Y SOLAR.

ANGELA PATRICIA BUENDÍA YÁNEZ

Ingeniera Electricista

Especialista en Mercados de Energía

Trabajo final para optar el título de  
Magíster en Ingeniería Sistemas Energéticos

Director

CARLOS JAIME FRANCO, PHD

Profesor Titular

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

FACULTAD DE MINAS

Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión

Maestría en Ingeniería Sistemas Energéticos

Sede Medellín

Abril de 2014



*A Dios, a mis padres, Luis y Yazmín, a  
mis hermanos y amigos por su  
compañía y apoyo durante la  
realización de este trabajo final.*



## **Agradecimientos**

A Dios, por darme la fortaleza y la motivación cada día para estudiar y realizar este trabajo con dedicación.

A mis padres y hermanos, por su cariño y compañía mientras yo estaba estudiando.

A mi profesor Carlos Jaime Franco, quien fue el director de este trabajo, por su orientación y asesoría.

A Franky, por su apoyo y motivación durante el transcurso de la maestría.

A mis compañeros, amigos y demás familiares por compartir su conocimiento conmigo cuando lo necesité.

## RESUMEN

En Colombia la generación de energía eléctrica convencional es producida principalmente utilizando la energía potencial del agua almacenada en los embalses, debido al gran potencial hídrico con el que cuenta el país, y en menor proporción, a partir de combustibles fósiles, como el carbón, el gas, derivados del petróleo como diesel, Fuel Oil y combinación de éstos.

Particularmente en Colombia, se representa regularmente el fenómeno hidrológico conocido como el niño, que se refleja con una disminución en el nivel de los embalses y baja capacidad de generación hidráulica. En la presencia de este fenómeno se pueden presentar altas transferencias de potencia por las redes de energía. Esta condición sumada al deterioro ambiental crea la necesidad de desarrollar otras alternativas tecnológicas para asegurar la atención de la demanda de electricidad y al mismo tiempo contribuir al ahorro, el uso eficiente de los recursos naturales y la conservación del medio ambiente.

Una alternativa es el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables. A nivel nacional, a pesar de que existe un gran potencial de estos recursos la penetración de esquemas de suministro de energía a partir de energías renovables ha sido lenta. En este trabajo se realiza la caracterización energética y la viabilidad técnica y económica de dos proyectos típicos de generación a partir de fuente de energías renovables eólica y solar. Para desarrollar el trabajo se plantean dos proyectos de generación típicos, un parque eólico y una instalación fotovoltaica de 12 MW cada uno integrados al sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia, los cuales son ubicados hipotéticamente en el departamento de La Guajira, donde hay un alto potencial de energía eólica y solar.

Para realizar la valoración económica de los proyectos y la comparación entre ellos se utiliza el método de “descuento de flujos de caja” considerando los costos marginales de producción de energía del país y la regulación del mercado eléctrico colombiano. Los proyectos se comparan con respecto al valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

El estudio indica que la inversión inicial para la construcción de una instalación fotovoltaica es superior al costo de un parque eólico en la misma ubicación y con la misma capacidad instalada y esta condición sumada a que la generación durante el día es menor dado que depende de la incidencia solar y de las horas de sol hace que la instalación fotovoltaica no sea económicamente viable.

El análisis de rentabilidad también muestra que la TIR y el VPN para invertir en proyecto eólico son mayores que en la instalación fotovoltaica. El análisis de sensibilidad reafirma los hallazgos.

**Palabras claves:** energías renovables, energía solar, energía fotovoltaica, energía eólica, evaluación económica.



## ABSTRACT

In Colombia, the conventional electricity generation is produced primarily with the potential energy of water stored in reservoirs. This is due to the high water potential in the country, and in smaller proportion, from fossil fuels such as coal, gas, petroleum products like diesel, fuel oil and combinations thereof.

Particularly in Colombia, it is regularly present a hydro-climatic phenomenon known as “El Niño”, which is reflected with a decline in reservoir levels and low hydroelectric generation capacity. In the presence of this phenomenon may occur high power transfers by energy networks, this condition coupled with environmental degradation creates the need to develop other alternative technologies to ensure the attention of the electricity demand while contributing to saving, efficient use of natural resources and environmental conservation.

An alternative is the use of renewable energy sources. Nationwide, although there is great potential of these resources, the incursion of schemes of energy supply from renewable energy sources has been slow. In this paper, the energy characterization, including technical and economic feasibility, of two typical projects of electrical generation, using renewable energy sources of wind and solar, is done. To develop this work are analyzed two projects of typical generation, a wind farm and a photovoltaic system of 12 MW each one integrated to the National Interconnected System (SIN) of Colombia, which are hypothetically located in the department of “La Guajira”, where there is a high potential for wind and solar.

To perform the economic evaluation of projects and the comparison between them, the method of "discount cash flow" is used, considering the marginal costs of energy production in the country and the regulation of the Colombian electricity market. These projects are compared relative to their net present value (NPV) and internal rate of return (IRR).

This study indicates that the initial investment for the construction of a photovoltaic system is higher than the cost of a wind farm in the same location and for the same installed capacity. Moreover, this previous condition added to the low generation during the day due to high dependence on the solar incidence and hours of sunshine makes the photovoltaic system not be economically viable.

The profitability analysis also shows that the IRR and NPV for the investment of the wind farm are higher than in the photovoltaic system. The sensitivity analysis confirms the findings.

**Keywords:** renewable energies, solar energy, photovoltaic energy, wind energy, economic evaluation.



# Contenido

Introducción .....	1
1 Aspectos generales de la generación a partir de fuentes de energía renovable.....	3
1.1 Justificación .....	3
1.2 Marco teórico / Estado del arte .....	5
1.2.1 Clasificación de la literatura existente relacionada con generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable. ....	5
1.2.2 Evolución en la ejecución de proyectos de energías renovables a partir de fuentes de energía eólica y solar para la producción de energía eléctrica.....	9
1.2.3 Potencial de fuentes de energías renovables en Colombia .....	13
1.3 Problemas.....	15
1.4 Objetivos .....	15
1.5 Síntesis capítulo 1.....	16
2 Energía eólica .....	17
2.1 Recurso energético eólico .....	17
2.1.1 Potencial eólico del viento .....	17
2.1.2 Potencia teórica máxima aprovechable .....	18
2.1.3 Distribución de Weibull.....	18
2.1.4 Corrección de la densidad.....	19
2.1.5 Incidencia de la forma del terreno en el viento. ....	21
2.2 Generación de energía eólica y caracterización.....	22
2.2.1 Energía neta .....	23
2.2.2 Pérdidas.....	23
2.3 Caso de estudio .....	24
2.3.1 Descripción de la instalación .....	24
2.3.2 Caracterización del viento en el sitio .....	24
2.3.3 Ajuste de la velocidad media a la altura del eje de la turbina .....	25
2.3.4 Cálculo parámetros de Weibull y curva de duración de velocidad .....	25
2.3.5 Selección del tipo de la turbina .....	27
2.3.6 Energía esperada por el aerogenerador .....	29
2.4 Síntesis capítulo 2.....	31
3 Energía solar.....	32

3.1	Tipos de tecnología de energía solar.....	32
3.1.1	Energía solar fotovoltaica.....	32
3.1.2	Energía solar térmica.....	32
3.2	Caracterización y cálculo de energía solar fotovoltaica.....	33
3.2.1	Descripción general.....	33
3.2.2	Generación de energía .....	33
3.2.3	Cálculo de la energía esperable de una instalación fotovoltaica.....	41
3.3	Caso de estudio .....	41
3.3.1	Descripción de la instalación.....	42
3.3.2	Ubicación de los módulos fotovoltaicos, orientación e inclinación .....	42
3.3.3	Factor de irradiación .....	43
3.3.4	Pérdidas por sombras.....	44
3.3.5	Factor de modificación del ángulo de incidencia.....	44
3.3.6	Energía esperada de la instalación fotovoltaica.....	44
3.4	Síntesis capítulo 3.....	45
4	Evaluación de un proyecto de generación de energía eléctrica conectado al sistema interconectado nacional de Colombia .....	47
4.1	Valoración del proyecto .....	47
4.2	Indicadores de rentabilidad .....	49
4.3	Costos del proyecto.....	50
4.3.1	Costos de inversión o instalación.....	50
4.3.2	Costos de operación y mantenimiento (O & M) .....	50
4.3.3	Costos regulatorios.....	50
4.4	Ingresos por venta de energía.....	53
4.4.1	Ingreso plantas menores.....	53
4.4.2	Precio de bolsa .....	55
5	Evaluación de un proyecto de inversión para la generación de energía eléctrica a partir de un parque eólico conectado a la red.....	57
5.1	Costo del parque eólico conectado a la red.....	57
5.2	Costos de Operación y mantenimiento (O & M).....	58
5.3	Financiación.....	59
5.4	Ingresos por ventas de energía del proyecto de generación eólico .....	60

5.5	Flujo de caja.....	60
6	Evaluación de un proyecto de inversión para la generación de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico conectado a la red. ....	62
6.1	Costo de un sistema fotovoltaico conectado a la red .....	62
6.2	Costos de Operación y mantenimiento (O & M).....	63
6.3	Financiación.....	63
6.4	Ingresos por ventas de energía del proyecto de generación fotovoltaico .....	65
6.5	Flujo de caja.....	65
7	Comparación de resultados .....	67
7.1	Caso base.....	67
7.2	Análisis de sensibilidades .....	72
8	Conclusiones.....	77
8.1	Objetivos alcanzados.....	78
9	Anexos .....	80
10	Referencias.....	96

## Índice de tablas

Tabla 1. Potencia instalada de pequeñas centrales en Colombia en los últimos nueve años. ....	3
Tabla 2. Artículos de mayor relevancia en energías renovables. ....	7
Tabla 3. Capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial desde el año 2009 hasta el año 2012. ....	10
Tabla 4. Capacidad instalada de energía eólica a en América Latina y el Caribe en los años 2011 y 2012. ....	10
Tabla 5. Evolución de la capacidad instalada de energía solar en el mundo (en MW). ....	12
Tabla 6. Potencial solar por regiones. ....	14
Tabla 7. Potencial eólico por regiones. ....	14
Tabla 8. Factor de forma k de acuerdo al tipo de varianza ....	19
Tabla 9. Factores de corrección de la densidad del aire. ....	20
Tabla 10. Coeficiente de fricción para diferentes tipos de terreno ....	22
Tabla 11. Pérdidas de energía en una central eólica. ....	24
Tabla 12. Velocidad media del viento en la superficie – Promedio multianual mensual región Alta Guajira. ....	25
Tabla 13. Función de Weibull. ....	26
Tabla 14. Ajuste de la curva de potencia a la altura y temperatura del sitio Aerogenerador ENERCON Datos técnicos E-82 E2, potencia nominal: 2000 kW. ....	28
Tabla 15. Energía generada en un año por una turbina de 2.000 kW ....	29
Tabla 16. Energía Neta generada en un año por el parque eólico 12 MW ....	30
Tabla 17. Coeficientes $g_{1i}$ , $g_{2i}$ , $g_{3i}$ , con 97% transmisión debido a la suciedad. ....	39
Tabla 18. Coeficientes $m_{1j}$ , $m_{2j}$ , $m_{3j}$ . ....	40
Tabla 19. Irradiación solar, energía entregada a la red mensual por el proyecto de generación fotovoltaico. ....	45
Tabla 20. WACC para plantas de generación eólica y fotovoltaica. ....	49
Tabla 21. Costo de inversión estimado para un parque eólico de 100 MW (EIA, 2013). ....	57
Tabla 22. Costo de inversión estimado para un parque eólico de 12.000 kW (EIA, 2013). ....	58
Tabla 23. Costos de O & M para un parque eólico (EIA, 2013) ....	58
Tabla 24. Parámetros de amortización del préstamo para financiar el parque eólico. ....	59
Tabla 25. Amortización del préstamo para financiación del proyecto de generación eólico ..... 59	59
Tabla 26. Información utilizada para la evaluación financiera del proyecto de generación eólico. ....	60

Tabla 27. Resultados valoración proyecto de generación eólico. ....	61
Tabla 28. Costo de inversión estimado para una instalación fotovoltaica de 20 MW. Fuente: (EIA, 2013).....	62
Tabla 29. Costo de inversión estimado para una instalación fotovoltaica de 12 MW. Fuente: (EIA, 2013).....	63
Tabla 30. Costos de O & M para una instalación fotovoltaica (EIA, 2013).....	63
Tabla 31. Parámetros de amortización del préstamo para financiar el proyecto de generación fotovoltaico. ....	64
Tabla 32. Amortización del préstamo para financiación del proyecto de generación fotovoltaico .....	64
Tabla 33. Información utilizada para la evaluación financiera del proyecto de generación fotovoltaico. ....	65
Tabla 34. Resultados valoración proyecto de generación fotovoltaico.....	66
Tabla 35. Variables para determinar la rentabilidad de los proyectos .....	72
Tabla 36. Sensibilidad respecto al costo inicial.....	73
Tabla 37. Sensibilidad respecto al precio de venta de la energía. ....	75

## Índice de figuras

Figura 1 . Evolución de la potencia instalada de pequeñas centrales en Colombia en los últimos nueve años.....	4
Figura 2. Publicaciones consultadas por año del análisis del impacto en la red por integración de energías renovables. ....	5
Figura 3. Publicaciones consultadas por año del impacto ambiental de energías renovables.....	6
Figura 4. Publicaciones consultadas por año de políticas de energías renovables. ....	6
Figura 5. Publicaciones consultadas por año del análisis económico de inversión en energías renovables. ....	7
Figura 6. Capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial en los años 2009 y 2010.....	10
Figura 7. Capacidad instalada de energía eólica a en América Latina y el Caribe en los años 2011 y 2012. ....	11
Figura 8. Evolución de la capacidad instalada de energía solar en el mundo (en MW). ....	13
Figura 9. Corrección de la densidad del aire por altura.....	20
Figura 10. Corrección de la densidad del aire por temperatura.....	21
Figura 11. Curva de velocidad del viento. ....	27
Figura 12 . Orientación e inclinación de los módulos.....	35
Figura 13 . Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.....	37
Figura 14. Inclinación máxima y mínima para azimut=0.....	43
Figura 15. Corridas energéticas del MPODE, agosto de 2013. ....	56
Figura 16. Energía mensual entregada a la red proyecto eólico y fotovoltaico.....	68
Figura 17. Inversión inicial estimada proyecto eólico y fotovoltaico.....	69
Figura 18. Flujo de caja libre proyecto eólico.....	70
Figura 19. Flujo de caja libre proyecto fotovoltaico. ....	71
Figura 20. Variación de la TIR del proyecto fotovoltaico para diferentes valores de costo inicial del proyecto. ....	73
Figura 21. Variación de VPN del proyecto fotovoltaico para diferentes valores de costo inicial del proyecto. ....	74
Figura 22. Variación de la TIR del inversionista para diferentes valores de costo inicial del proyecto fotovoltaico.....	74
Figura 23. Variación de la TIR del proyecto fotovoltaico respecto al precio de venta de la energía.....	76
Figura 24. Variación de VPN del proyecto fotovoltaico para diferentes valores de venta de la energía.....	76





# Introducción

Tradicionalmente la estructura de los sistemas eléctricos ha representado un esquema muy centralizado. Las fuentes de generación de energía, que se encuentran situadas en puntos alejados de los centros de consumo, se conectan a la red de transporte de alta tensión para llevar la energía a las principales ciudades o puntos de distribución, donde ésta se distribuye hasta los centros de carga. La generación de energía eléctrica convencional es producida en Colombia con la energía potencial del agua almacenada en los embalses, gracias al gran potencial hídrico con el que se cuenta, y a partir de combustibles fósiles, como el carbón, el gas, derivados del petróleo como diesel, Fuel Oil y combinación de éstos.

En los últimos años con la escasez de productos energéticos, reflejados en crisis del petróleo, la preocupación por el maltrato del medio ambiente, emisiones de carbono y cambio climático, y el crecimiento de la demanda eléctrica a nivel mundial se crea la necesidad de desarrollar otras alternativas tecnológicas para asegurar la atención de la demanda de electricidad y al mismo tiempo contribuir al ahorro, el uso eficiente de los recursos naturales y la conservación del medio ambiente (CARVAJAL, 2003). Una de estas alternativas es generar la energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable introduciendo en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) pequeñas centrales cercanas al lugar del consumo, incorporando de esta manera las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red del sistema eléctrico dando paso a lo que se conoce como generación distribuida.

Las fuentes de energía renovables se requieren para alcanzar objetivos ambientales, tales como la reducción de las emisiones de carbono y detener la reducción de recursos energéticos convencionales. Es necesario un proceso de planificación para la evaluación del impacto ambiental y la determinación del costo de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en comparación con la generación a partir de fuentes de energía convencional.

Para cumplir con los objetivos propuestos en el capítulo 1 se realizará una revisión bibliográfica y recopilación de documentos para determinar el estado del arte del tema de estudio.

En los capítulos 2 y 3 se presentan la caracterización de las diferentes opciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables eólica y solar en Colombia: se identificarán las principales características de las diferentes tecnologías de generación para una misma infraestructura, así como las alternativas que existan para disponer de la energía requerida en determinado lugar.

Una vez caracterizada la generación a partir de fuente de energía eólica y solar se realizará un análisis financiero y económico para cada una de las tecnologías, este análisis se encuentra en los capítulos 5 y 6. En el análisis financiero se tendrán en cuenta aspectos como: dinámica de los precios y el horizonte temporal y en análisis económico se analizarán el valor monetario de los beneficios, que vendrán determinados por los ingresos de la venta de energía y los costos asociados con la participación en el mercado de energía.

Finalmente en el capítulo 7, se realizará una comparación de los resultados de la evaluación económica para la inversión de las energías renovables estudiadas (eólica y solar) y en el capítulo 8 se presentan las conclusiones del trabajo.

# 1 Aspectos generales de la generación a partir de fuentes de energía renovable

## 1.1 Justificación

En los últimos veinticinco años se han desarrollado una gran cantidad de estudios para la implementación de generación a partir de fuentes de energías renovables a nivel mundial, iniciando desde la identificación de las fuentes potenciales de energía hasta el desarrollo de algunas tecnologías (EPIA, 2013).

Generalmente, los estudios realizados en fuentes de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables representan la evaluación y análisis de inversión de un país determinado, lo que no permite particularizar para el caso de Colombia debido a las diferentes condiciones de inversión, riesgo y la rentabilidad lo que indica que se hace necesario realizar un análisis económico particular para Colombia.

A nivel nacional la penetración de esquemas de suministro de energía a partir de energías renovables ha sido lenta. En el caso de energía eólica, se tiene instalada la planta Jepírachi construida como proyecto de carácter experimental y hay otras posibilidades de aprovechamientos identificados por la UPME. (CADENA, 2008).

En Colombia las plantas de generación de energía eléctrica que se conectan al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en diferentes puntos de la red y cuya capacidad es inferior a los 20 MW son consideradas plantas menores (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 1996) estas plantas pueden utilizar recursos naturales como el agua, el gas, el viento, etc, o hacer uso de subproductos o residuos de procesos industriales en cuyo caso se denominan cogeneradores.

En la Tabla 1 se muestra la potencia instalada de plantas menores en Colombia desde el año 2005 hasta 2013 clasificadas por tecnología, según los informes de Operación del Sistema y Administración del Mercado de XM.

Tabla 1. Potencia instalada de pequeñas centrales en Colombia en los últimos nueve años.

Año	Cogeneración	Eólica	Hidráulica	Térmica	Total
2005	19,5	9,8	410,9	23,2	463,4
2006	24,5	18,4	438,5	22,8	504,2
2007	24,5	18,4	463,1	76,7	582,7
2008	24,5	18,4	469,1	76,7	588,7

2009	35,0	18,4	472,0	83,4	608,8
2010	54,9	18,4	518,8	83,4	675,5
2011	55,0	18,0	533,0	83,0	689,0
2012	57,0	18,0	591,0	83,0	750,0
2013	66,0	18,0	560,0	83,0	727,0

Fuente: (XM, 2014)

Como se observa en Tabla 1 la capacidad instalada en plantas menores en el año 2012 fue de 750 MW, lo que representa el 5.2 % del total de la capacidad instalada en Colombia (14.454,04 MW) (XM, 2014), éste es un valor pequeño comparado con el potencial de generación de energía renovable que se tiene en el territorio colombiano como se verá más adelante.

En la Figura 1, se observa gráficamente que la generación eólica está estancada, no se han desarrollado nuevos proyectos en los últimos nueve años. La generación térmica presentaba un crecimiento cíclico cada dos años hasta el año 2009. Del año 2009 en adelante se ha mantenido estable. Por su parte, la cogeneración viene incrementando considerablemente. En el año 2010 aumentó su capacidad instalada en un 56,9 % respecto al año 2009.

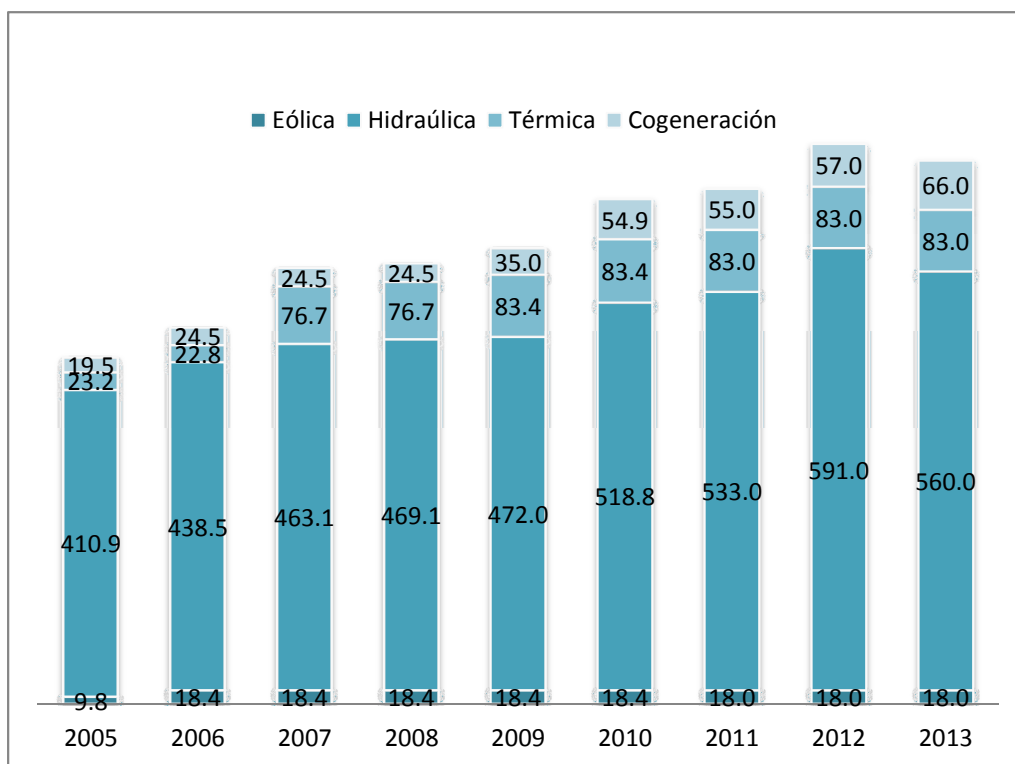


Figura 1 . Evolución de la potencia instalada de pequeñas centrales en Colombia en los últimos nueve años.

Considerando que en Colombia la inversión en plantas menores conectadas al SIN a partir de fuentes de energía renovables diferentes a la hidráulica y biomasa no se ha desarrollado a pesar de su alto potencial se propone realizar una evaluación económica para valorar un proyecto de inversión en generación de energía eólica y solar lo cual permitirá realizar análisis comparativos para la inversión y masificación en este tipo de energías renovables en Colombia.

## 1.2 Marco teórico / Estado del arte

### 1.2.1 Clasificación de la literatura existente relacionada con generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable.

Con el objetivo de identificar los estudios relacionados con energías renovables, se realizaron búsquedas con la ayuda de la herramienta SCOPUS (<http://info.scopus.com/>) para determinar las áreas en que más se ha trabajado y su evolución en los últimos años.

De la revisión de la literatura se encontraron investigaciones y estudios en los siguientes temas:

- Análisis del impacto en la red por la integración de energías renovables.

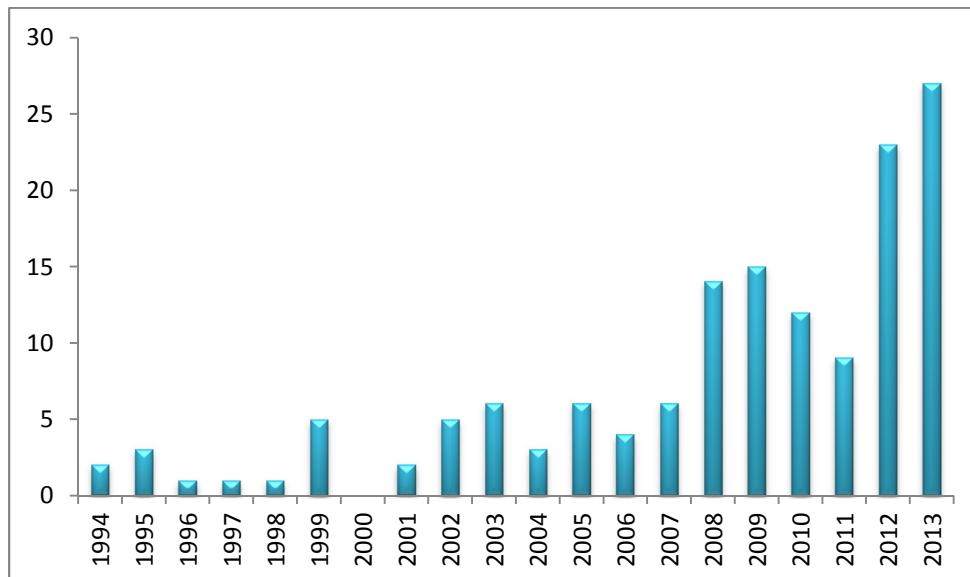


Figura 2. Publicaciones consultadas por año del análisis del impacto en la red por integración de energías renovables.

Fuente: SCOPUS - Elaboración propia

- Impacto ambiental de energías renovables.

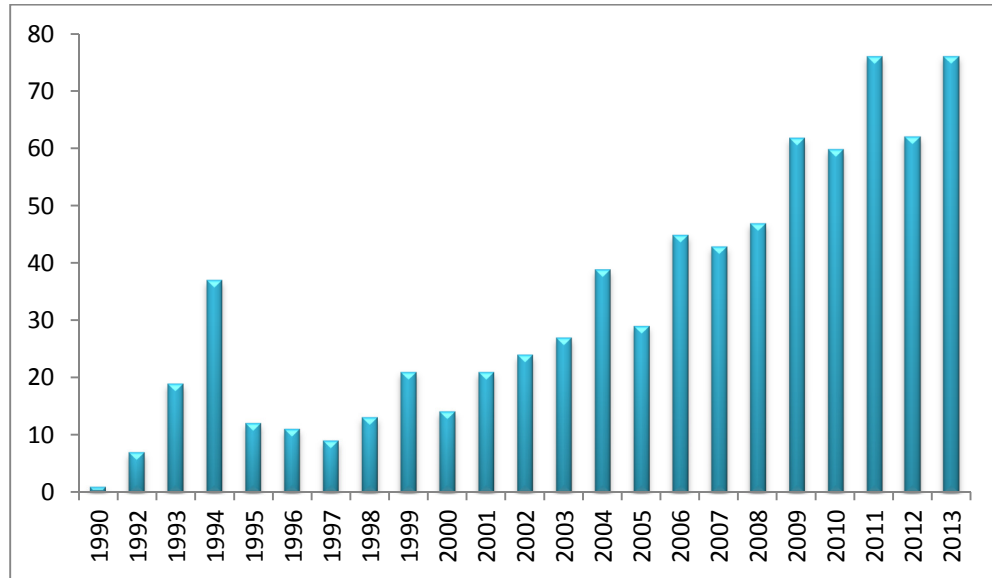


Figura 3. Publicaciones consultadas por año del impacto ambiental de energías renovables.  
Fuente: SCOPUS - Elaboración propia

- Políticas de energías renovables.

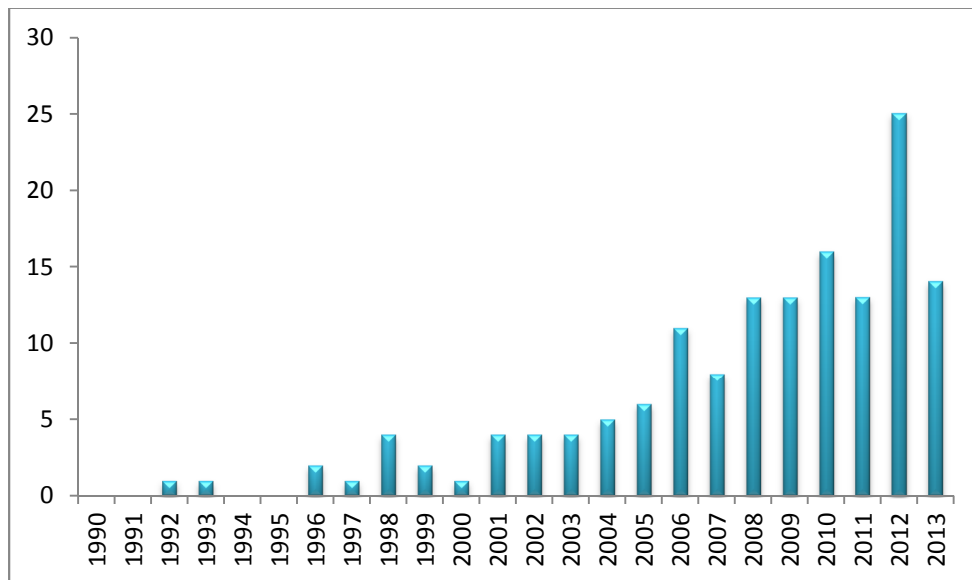


Figura 4. Publicaciones consultadas por año de políticas de energías renovables.  
Fuente: SCOPUS - Elaboración propia

En las Figuras 2, 3 y 4 se observa que los estudios relacionados con fuentes de energía renovable comenzaron en las décadas de los 80's y 90's con pocos estudios y han tenido una tendencia creciente en los últimos 10 años.

Se observó además que existen una gran cantidad de estudios relacionados con el análisis del impacto en el medio ambiente y en la red de energía eléctrica de los proyectos de generación a partir de fuentes de energías renovables así como de las políticas necesarias para incentivar su desarrollo en los países.

De la revisión realizada se encontraron 12 artículos relacionados con información específica del análisis y evaluación económica de proyectos de inversión en energía renovables. Ver Figura 5.

- Análisis económico de inversión en energías renovables.

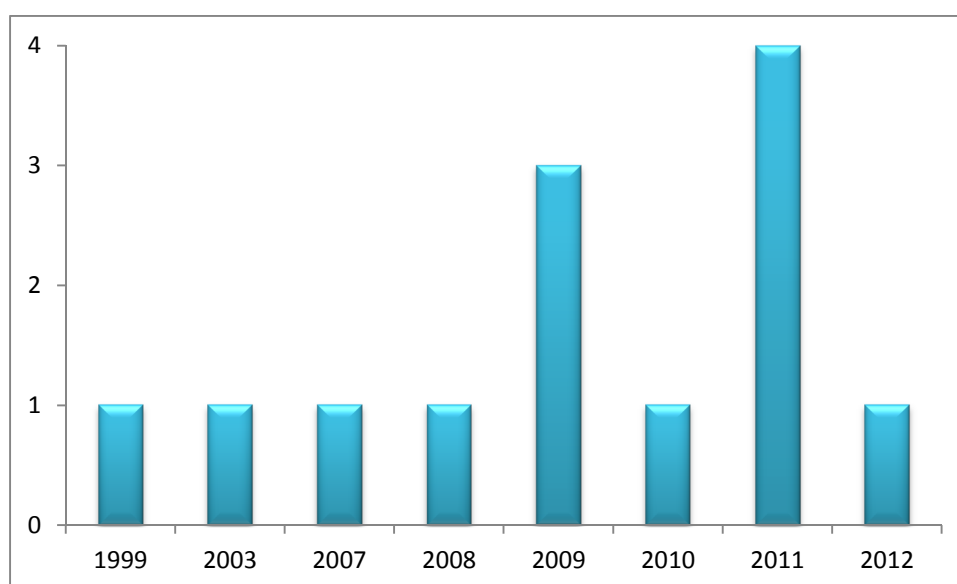


Figura 5. Publicaciones consultadas por año del análisis económico de inversión en energías renovables.  
Fuente: SCOPUS - Elaboración propia

De acuerdo con la revisión realizada, en la Tabla 2 se muestran los artículos de mayor relevancia en los temas descritos anteriormente.

Tabla 2. Artículos de mayor relevancia en energías renovables.

Autores, año	Título, revista
(MICHALAK & ZIMNY, 2011)	"Wind energy development in the world, Europe and Poland from 1995 to 2009; current status and future perspectives"; Renewable and Sustainable Energy Reviews; 15(5), 2330–2341
(CASPARY, 2009)	Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia; Energy Economics; 31, 443–449



(RODRÍGUEZ, 2008)	Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. Revista de Ingeniería, (28), 83–89
(DEKKER & CHOWDHURY, S CHOWDHURY, 2010)	Economic viability of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones in South Africa; Power and Energy Society General Meeting; IEEE (págs. 1–8)
(DERU & TORCELLINI, 2007)	Source energy and emission factors for energy use in buildings; National Renewable Energy Laboratory
(DEVGAN, 2001)	Impact of environmental factors on the economic evaluation of renewable energy alternative generation; System Theory; Proceedings of the 33rd Southeastern Symposium (págs. 123–126)
(GEORGILAKIS & KATSIGIANNIS, 2009)	Reliability and economic evaluation of small autonomous power systems containing only renewable energy sources; Renewable Energy, 34(1), 65–70
(KOO, PARK, SHIN, & YOON, 2011)	Economic evaluation of renewable energy systems under varying scenarios and its implications to Korea's renewable energy plan. Applied Energy
(GEORGE & BANERJEE, 2011)	A methodology for analysis of impacts of grid integration of renewable energy; Energy Policy; 39 (3), pp. 1265-1276
(SEBITOSI & PILLAY, 2008)	Renewable energy and the environment in South Africa: A way forward; Energy Policy 36 (9), pp. 3312-3316
(HILLEBRAND, B BUTTERMANN, H BEHRINGER & BLEUEL, 2006)	The expansion of renewable energies and employment effects in Germany"; Energy Policy 34 (18), , pp. 3484-3494
(BARRY, STEYN, & BRENT, 2011)	Selection of renewable energy technologies for Africa: Eight case studies in Rwanda, Tanzania and Malawi; Renewable Energy 36 (11), pp. 2845-285
(CHARTERS, 2000)	Developing markets for renewable energy technologies; Renewable Energy 22 (1-3), pp. 217-222
(KAYGUSUZ, 2002)	Environmental impacts of energy utilisation and renewable energy policies in Turkey; Energy Policy 30 (8), pp. 689-698
(TSAI & CHOU, 2005)	Overview of environmental impacts, prospects and policies for renewable energy in Taiwan"; Renewable and Sustainable Energy Reviews 9 (2), pp. 119-147

Fuente: SCOPUS - Elaboración propia

### **1.2.2 Evolución en la ejecución de proyectos de energías renovables a partir de fuentes de energía eólica y solar para la producción de energía eléctrica.**

De la búsqueda realizada se observa que no hay total difusión en la literatura de los análisis de inversión realizados para proyectos de generación de energía a partir de fuentes de energía renovables eólica y solar. Para determinar los desarrollos en energía eólica y solar a nivel mundial se realizó una revisión de la evolución de estas tecnologías.

#### **Energía eólica**

Durante los años 1990 a 2005, la mayor cantidad de potencia instalada de energía eólica se encontraba en Europa y representaba cerca de dos tercios de la potencia total instalada en el mundo. Sin embargo, según informes del Consejo Internacional de la Energía Eólica -GWEC-, por sus siglas en inglés, indican que por quinto año consecutivo las mayores tasas de crecimiento en el último año se han dado en países asiáticos con incrementos de capacidad de más de 15 GW. Aunque China, el mayor mercado de energía eólica desde 2009, tuvo una evolución más lenta, lo que significa que Estados Unidos recuperó la cima en 2012 (GWEC, 2013).

El crecimiento y desarrollo de la energía eólica en el mundo ha sido elevado, siendo Europa durante los primeros años el continente con mayor crecimiento. En el año 2008 Estados Unidos pasó a ser el líder con 8,3 GW instalados seguido por Asia con 6,3 GW por las nuevas inversiones en China, esto se debe a que el gobierno chino tiene un claro compromiso con el desarrollo masivo del recurso del viento en el país, impulsado en parte por la necesidad de aumentar capacidad instalada de generación. Por otra parte, el gobierno chino se ha comprometido a frenar en el país el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero y la reducción de la contaminación del aire. Este compromiso político se sustenta en políticas favorables para impulsar el desarrollo de energía eólica, y esto ha llevado a un crecimiento excepcional en este sector (GWEC, 2013). En 2012 la energía eólica instalada a nivel mundial representó 282,5 GW.

Actualmente, Ahora se puede dividir el mercado eólico en dos: el mercado maduro, conformador por países de la Unión Europea y los mercados emergentes, liderado por Asia.

En la Tabla 3 y en la Figura 6 se observa la capacidad instalada en energía eólica en diferentes regiones del mundo entre los años 2009 y 2010.

Tabla 3. Capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial desde el año 2009 hasta el año 2012.

Región	2009 Capacidad [MW]	2010 Capacidad [MW]	2011 Capacidad [MW]	2012 Capacidad [MW]
Africa y Oriente Medio	866	1.079	1.033	1.135
Asia	39.639	58.641	82.070	97.570
Europa	76.300	86.075	97.043	109.581
América Latina y el Caribe	1.306	2.008	2.849	4.875
Norte América	38.405	44.189	52.194	66.206
Región pacífica	2.221	2.397	2.861	3.219
<b>Total</b>	<b>158.737</b>	<b>194.389</b>	<b>238.050</b>	<b>282.586</b>

Fuente: Annual market update 2010 y 2012, GWEC

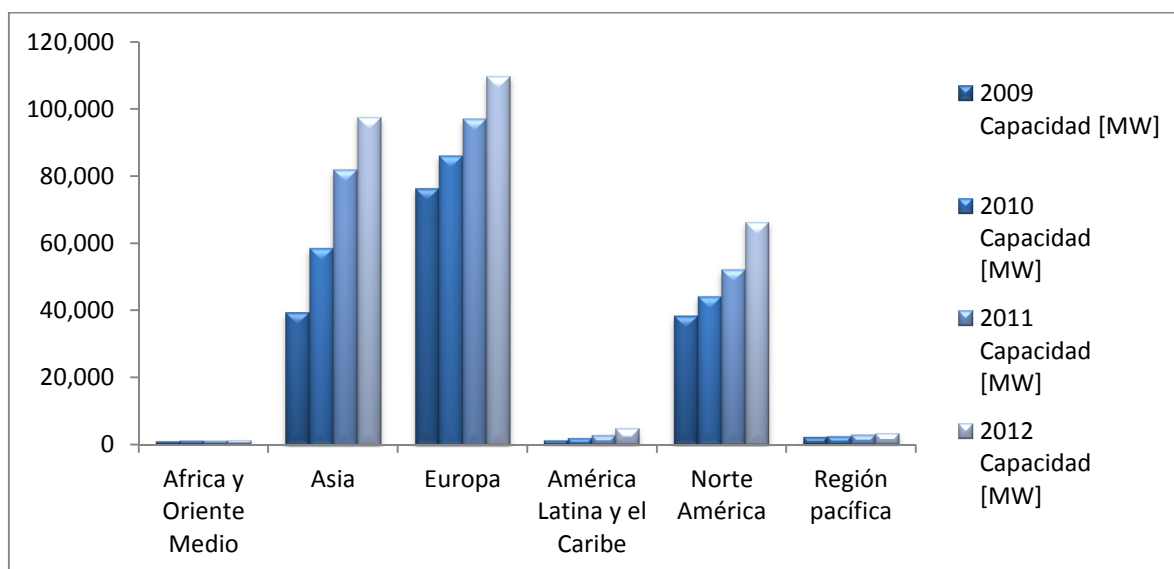


Figura 6. Capacidad instalada de energía eólica a nivel mundial en los años 2009 y 2010.

Fuente: Annual market update 2010, GWEC

En la Tabla 4 y en la Figura 7 se muestra el detalle de la energía eólica en Latinoamérica en los años 2011 y 2012.

Tabla 4. Capacidad instalada de energía eólica a en América Latina y el Caribe en los años 2011 y 2012.

Región	2011 Capacidad [MW]	2012 Capacidad [MW]
Brasil	1431	2508
México	569	1370

Costa Rica	132	147
Caribe	271	271
Argentina	113	167
Nicaragua	62	102
Venezuela	--	30
Uruguay	43	52
Others	229	229
<b>Total</b>	<b>2850</b>	<b>4876</b>

Fuente: Annual market update 2012, GWEC

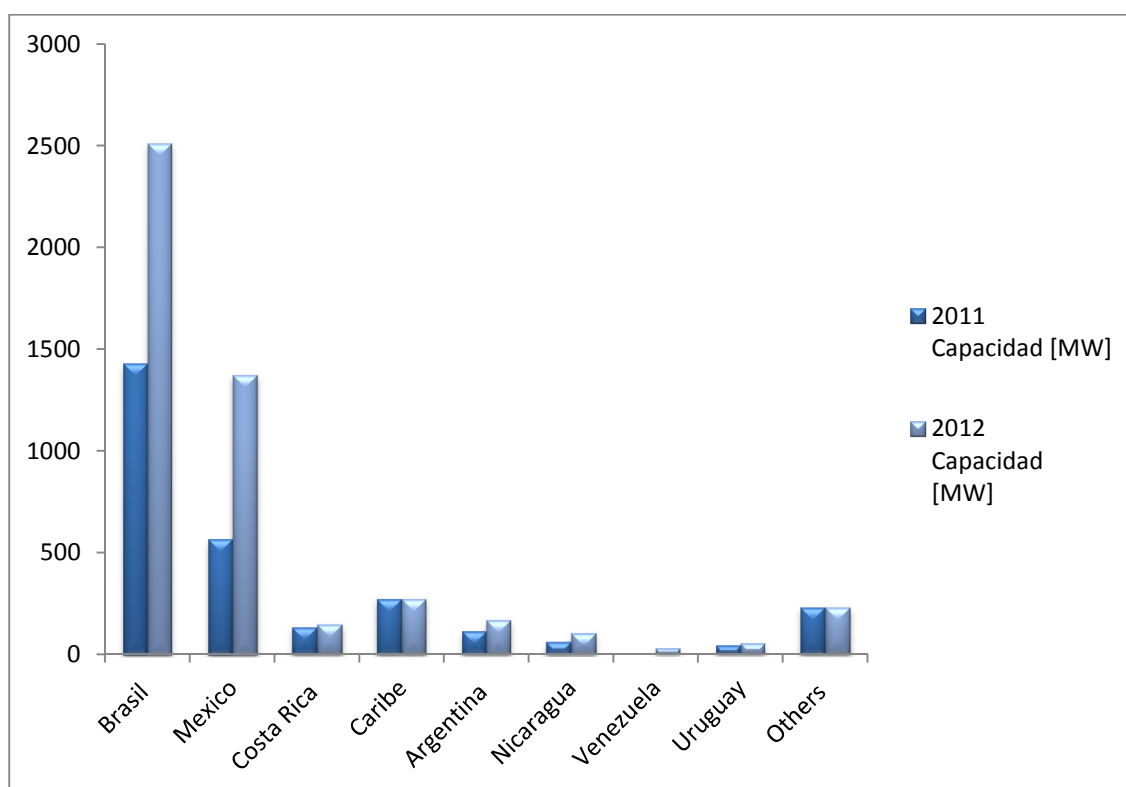


Figura 7. Capacidad instalada de energía eólica a en América Latina y el Caribe en los años 2011 y 2012.

Fuente: Annual market update 2012, GWEC

## Energía solar

En la última década la generación solar fotovoltaica se desarrolló como tecnología de generación en el mundo. Se espera que el crecimiento experimentado en los últimos diez años continúe. Según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA) en el año 2012, la energía fotovoltaica instalada a nivel mundial fue de 102 GW. Por primera vez en más de una década, el mercado Europeo de energía solar

fotovoltaica disminuyó con respecto al año anterior mientras que en los mercados fuera de Europa se presentó un crecimiento fuerte lo que ayudó a mantener el desarrollo mundial de esta tecnología en una trayectoria ascendente. Sin embargo, Europa sigue siendo líder en el mercado fotovoltaico mundial, siendo Alemania el país dominante con 7,6 GW instalados en el año 2012, seguido por China con 5 GW aproximadamente, Italia con 3,4 GW, Estados Unidos con 3,3 GW y Japón con 2 GW (EPIA, 2013).

Como se observa en la Tabla 5 y en la Figura 8 la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica se ha desarrollado desde menos de 1400 MW en el año 2000 a 102.156 MW en el año 2012. En el año 2009 el mercado fotovoltaico creció en 15 % manteniéndose la Unión Europea como líder en esta tecnología. Sin embargo, otros mercados han comenzado a mostrar un importante desarrollo, como es el caso de Corea del Sur, mientras otros países empiezan a perder liderazgo.

Tabla 5. Evolución de la capacidad instalada de energía solar en el mundo (en MW).

País	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Resto del mundo	751	807	887	964	993	1.003	1.108	1.150	1.226	1.306	1.590	2.098	2.098
África y Oriente Medio	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1	1	2	3	25	71	192	601
China	19	24	42	52	62	70	80	100	140	300	800	3.300	8.300
Américas	146	178	225	290	394	501	650	863	1.209	1.752	2.780	4.959	8.717
Asia Pacífico	355	495	686	916	1.198	1.500	1.825	2.096	2.631	3.373	4.956	7.628	12.397
Europa	129	262	396	598	1.305	2.289	3.281	5.310	11.020	16.850	30.472	52.884	70.043
<b>Total</b>	<b>1.400</b>	<b>1.766</b>	<b>2.236</b>	<b>2.820</b>	<b>3.953</b>	<b>5.364</b>	<b>6.945</b>	<b>9.521</b>	<b>16.229</b>	<b>23.606</b>	<b>40.669</b>	<b>71.061</b>	<b>102.156</b>

Fuente: Global market Outlook, 2013

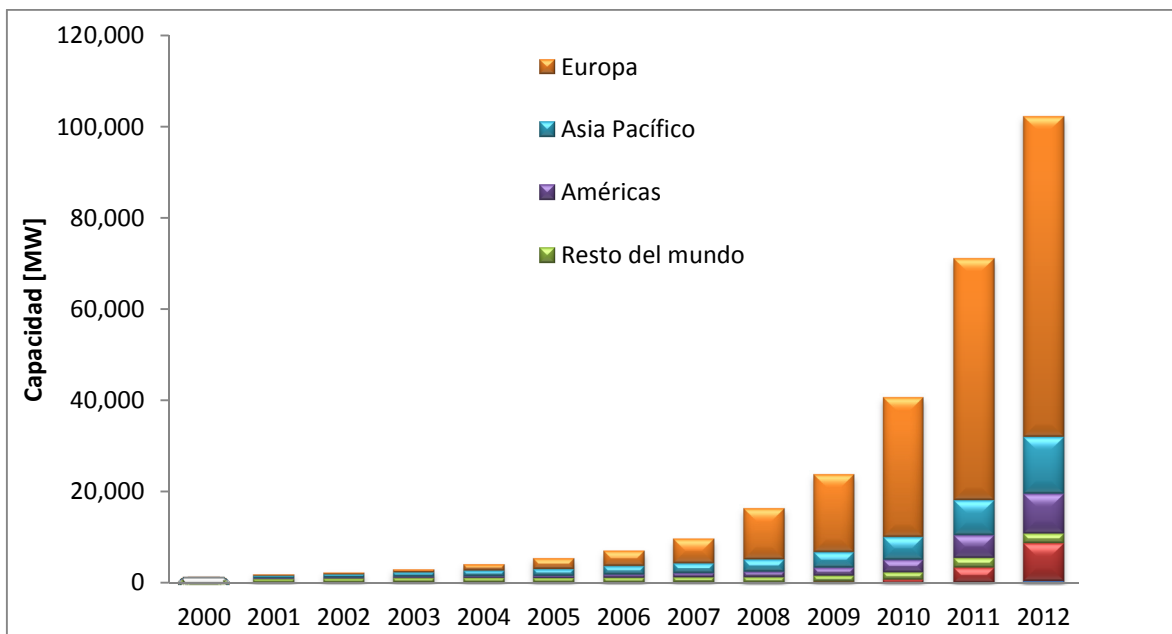


Figura 8. Evolución de la capacidad instalada de energía solar en el mundo (en MW).

Fuente: Global market Outlook for photovoltaics 2013-2014, EPIA

### 1.2.3 Potencial de fuentes de energías renovables en Colombia

Para limitar el estudio a realizar fue necesario revisar el potencial de energía renovable en Colombia para determinar las fuentes de energía a considerar en el caso de estudio. Para esto se utilizó como fuente de consulta un estudio realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2010) en él se describen el potencial de fuentes de energía: solar, eólica, hídrico, biomasa, geotérmica, nuclear y de los océanos en el país.

En el estudio realizado por la UPME, Formulación de un Plan de Desarrollo para las Fuentes No Convencionales de Energía en Colombia (PDFNCE), se concluyó que se cuenta con una gran potencial de recursos de energía solar, eólica, hídrico y biomasa y que dependiendo de la región en el país se califican hasta de extraordinarios, mientras que la información es muy preliminar y en algunos casos inexistente para el estudio de los recursos para generación a partir de geotermia, nuclear y energía de los océanos.

Teniendo en cuenta lo anterior se propone para el caso de estudio realizar los análisis con fuentes de energía eólica y solar en Colombia, partiendo del hecho que en Colombia existe sólo un parque eólico conectado SIN, Jepírachi, de 19,5 MW y no se ha conectado aún generación de energía solar.

A continuación se muestra el potencial de energía solar y eólica en Colombia.

**Potencial de energía solar:** en Colombia existe un gran potencial de energía solar localizado principalmente en el departamento de la Guajira, en la región de la costa Atlántica, así mismo existe un gran potencial en la región de Arauca, parte del Vichada y las regiones de los valles del río Cauca y río Magdalena y la región insular de San Andrés y Providencia (UPME, 2010).

Según el Atlas de radiación solar de Colombia la radiación solar en el país presenta muy poca variación durante el año, y tiene unos promedios diarios mensuales que varían de región a región entre 4 kWh/día/m<sup>2</sup> y 6 kWh/día/m<sup>2</sup> (IDEAM & UPME, 2005).

En la Tabla 6 se muestra el potencial de energía solar por regiones.

Tabla 6. Potencial solar por regiones.

Región	KWh/día/m <sup>2</sup>
Guajira	6,00
Costa Atlántica	5,00
Orinoquía	4,50
Amazonía	4,25
Andina	4,50
Costa pacífica	3,50

Fuente: IDEAM-UPME, 2005

**Potencial de energía eólico:** el movimiento del aire es lo que se conoce como viento, ésta es una variable meteorológica y su velocidad en superficie se refiere a la velocidad que alcanza esta variable a 10 metros de altura. Para la generación de energía eléctrica se requieren vientos con intensidades iguales o superiores a 5 m/s (IDEAM & UPME, 2006).

Tabla 7. Potencial eólico por regiones.

Región	Rango densidad a 50 m (W/m <sup>2</sup> )		Densidad media a 50 m (W/m <sup>2</sup> )	Área estimada (km <sup>2</sup> )	GW	Calificativo
Alto de la línea, Chicamocha, zona costera del departamento del Atlántico, Guajira, región entre Boyacá y Antioquia	345	512	428	8.344	41,0	Bueno

Zona costera del departamento del Atlántico, Guajira, Alto de la línea, San Andrés	512	729	621	6.818	33.5	Excelente
Guajira	729	1.000	865	2.962	14.5	Sobresaliente
Alta Guajira	1.000	1.331	1.166	1.134	5.6	Extraordinario
Alta Guajira	1.331	1.728	1.530	959	4.7	Extraordinario

Fuente: IDEAM-UPME, 2006

De acuerdo con la Tabla 7 existe un potencial extraordinario de energía eólica en la Alta Guajira y en menor proporción en otras regiones del país.

### 1.3 Problemas

El estudio de la evaluación económica para la inversión en tecnologías de generación a partir de fuentes de energía renovable presenta, en general, los siguientes problemas:

- Algunas tecnologías no son económicamente viables a gran escala en la actualidad porque se encuentran todavía en una etapa temprana de desarrollo.
- No se tiene mucha experiencia operativa. Esta experiencia es primordial, ya que da confianza a los inversionistas y a los gobiernos de la viabilidad de la implementación de nuevas tecnologías.
- Los estudios realizados muestran que se requiere una gran inversión inicial para la construcción de la infraestructura necesaria para la producción de energía a partir de éstas fuentes renovables.
- No hay un estudio sistemático y ordenado respecto a cuál tecnología es mejor para invertir dependiendo las condiciones de cada país. Cada día se presentan nuevos resultados de forma independiente y la mayoría de las veces no se encuentran disponibles para realizar comparaciones.
- Para el caso colombiano, no hay un estudio consistente donde se indique cuál o cuáles tecnologías son mejores para tomar la decisión de invertir.

### 1.4 Objetivos

#### Objetivo general:

Elaborar una comparación de inversión en proyectos típicos de energía eólica y solar en Colombia.

#### Objetivos específicos:

- Caracterizar dos proyectos típicos de generación eólica y solar.



- Realizar un análisis económico, basado en métodos y modelos financieros, para la toma de decisiones de inversión en tecnologías de generación eólica y solar en Colombia, aplicado a los proyectos caracterizados.

## **1.5 Síntesis capítulo 1**

De manera general, se observa que mientras en el mundo el desarrollo de tecnologías de generación basados en energías renovables ha crecido continuamente volviéndose un mercado maduro, en Colombia el desarrollo tecnológico de este tipo de generación aún se encuentra en un estado incipiente a pesar del alto potencial eólico y solar con el que cuenta el país.

Los estudios que se encontraron de la revisión bibliográfica en fuentes de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables muestran que se han realizado diversos análisis de la evaluación económica para invertir en este tipo de tecnologías en un país determinado. Por lo tanto, se requiere realizar estudios particulares para el caso de Colombia debido a las diferentes condiciones de inversión, de rentabilidad y regulatorias.

Se evidencia que en Colombia viene en aumento la conexión de plantas menores al SIN. Sin embargo, la inversión en plantas menores a partir de fuentes de energía renovables diferentes a la hidráulica y biomasa no se ha desarrollado, como aporte en este trabajo en los capítulos 2 y 3 se realiza la caracterización energética de un proyecto de generación eólico y solar para analizar la viabilidad técnica para instalar estos tipos de tecnología en el país.

## **2 Energía eólica**

En el capítulo anterior se revisó el desarrollo de las fuentes de energía renovable a nivel mundial y nacional. Encontrando que en Colombia el desarrollo y la penetración de este tipo de tecnologías ha sido lenta a pesar del alto potencial de energía con el que se cuenta en el territorio.

En este capítulo se muestran los conceptos básicos del recurso energético eólico, la forma de aprovecharlo y las características técnicas que se deben tener en cuenta en el diseño de un parque eólico. Finalmente, se presenta el caso de estudio con una instalación eólica ubicada hipotéticamente en el departamento de La Guajira, Colombia.

La energía eólica se obtiene del movimiento de las masas de aire, es decir, el viento. El viento es aire en movimiento, una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina por diferencias de temperatura causada por la radiación solar sobre la superficie terrestre. Cuando el aire se calienta su densidad se hace menor y sube, mientras que las capas frías descienden. Así se establece una doble corriente de aire, cuya velocidad es mayor mientras mayor sea la diferencia de temperatura entre las capas (UPME, 2013).

### **2.1 Recurso energético eólico**

Para el aprovechamiento energético del viento es esencial realizar una valoración energética del recurso disponible en una localidad y una caracterización de su comportamiento. la velocidad del viento en superficie hace referencia al valor que alcanza esta variable a 10 metros de altura, que es la norma establecida por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) como estándar para la medición y seguimiento del viento (IDEAM & UPME, 2006).

#### **2.1.1 Potencial eólico del viento**

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. La energía cinética del viento puede ser transformada en energía eléctrica a través de un sistema de aerogeneradores. Para calcular la potencia entregada por un aerogenerador, primero se debe hallar la cantidad de energía contenida en el viento antes de pasar por un rotor, la cual depende principalmente de tres factores que son: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor.

Para cuantificar esta energía se utiliza la siguiente ecuación (PINILLA, 1997):

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

Ecuación 1

Donde:      P = Potencia en vatios (W).  
               $\rho$  = Densidad del aire en kg/m<sup>3</sup>.  
              A = Superficie o area barrida por el rotor en m<sup>2</sup>.  
              V = Velocidad media del viento en m/s.

De la ecuación anterior se encuentra que la potencia teórica que puede entregar el viento depende del cubo de su velocidad. Esto es muy importante a la hora de seleccionar la ubicación geográfica de la planta, pues se recomienda que se ubique en lugares con velocidad promedio del viento más o menos constante, pues haciendo un análisis simple, para un caso en el que la velocidad del viento se duplique, la potencia será ocho veces mayor.

### **2.1.2 Potencia teórica máxima aprovechable**

Toda la energía contenida en el viento no puede ser extraída en su totalidad por los aerogeneradores, esto fue demostrado en el año 1919 por el físico alemán Albert Betz, quien logró demostrar mediante un proceso matemático que la máxima cantidad de energía aprovechable por el rotor de un aerogenerador es el 59 % de la energía que le llega, esto se conoce actualmente como el límite de Betz (VÁSQUEZ, 2007).

Si bien es cierto que el límite de Betz da un primer acercamiento a lo que en realidad se podría aprovechar por un aerogenerador, todavía es un poco optimista al no tener en cuenta las pérdidas por transformación en el generador y el rendimiento de los diversos mecanismos que componen un aerogenerador, por lo que para el caso práctico se puede considerar un aprovechamiento de aproximadamente el 40 % de la energía contenida en el viento.

### **2.1.3 Distribución de Weibull**

Para la industria eólica es de gran importancia poder describir la variación de velocidad del viento. Para obtener la velocidad media del sitio, conocida también como curva de duración de la velocidad del viento, se utiliza la distribución de Weibull. Esta distribución expresa el tiempo en horas que el viento tiene cierta velocidad.

La distribución de probabilidad de velocidad  $p(V)$ , se puede encontrar a través de la función de Weibull de dos parámetros (SEGURO & LAMBERT, 2000):

$$p(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

c es el factor de escala (unidades de velocidad).

k es el factor de forma (adimensional).

V es la velocidad del viento.

El parámetro k se puede obtener de acuerdo al tipo de varianza (POMA, 2000). Ver Tabla 8:

Tabla 8. Factor de forma k de acuerdo al tipo de varianza

Varianza	Velocidad	k
Baja	$V > 4m/s$ (zona costera)	$1.05\sqrt{\bar{V}}$
Media	$V > 4m/s$	$0.94\sqrt{\bar{V}}$
Alta	$V < 4m/s$	$0.73\sqrt{\bar{V}}$

El parámetro c se calcula según la siguiente ecuación (SEGURO & LAMBERT, 2000):

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad \text{Ecuación 3}$$

$\Gamma$  es la función gama

#### 2.1.4 Corrección de la densidad.

La potencia teórica que es obtenida del viento es proporcional a la densidad. Ésta cambia de un sitio a otro de acuerdo con la variación de la temperatura y la altura, por tanto, es necesario corregir la densidad en los dos parámetros citados, de acuerdo a la siguiente (PARK, 1981):

$$\rho = C_A * C_T * 1.2256 \frac{kg}{m^3} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$C_A$ : Factor de corrección de la altura.

$C_T$ : Factor de corrección de la temperatura.

Tabla 9. Factores de corrección de la densidad del aire.

Altitud (m)	$C_A$	Temperatura (° C)	$C_T$
0	1	-18	1,130
762	0,912	-6	1,083
1524	0,832	4	1,040
2286	0,756	16	1,000
3048	0,687	27	0,963
		38	0,929

Fuente: (P. FERNÁNDEZ, 1993). Energía solar. 1º ed. España: Universidad de Cantabria.

Con los valores de la Tabla 9 se realiza una interpolación para realizar la corrección de la densidad del aire para valores de temperatura y altitud que no están en la tabla. A continuación se muestran las gráficas con su ecuación.

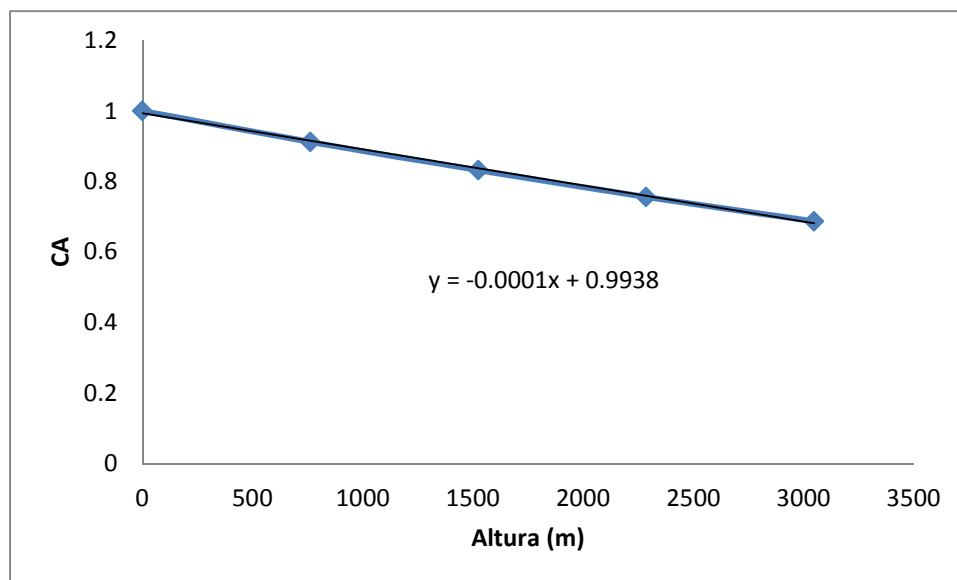


Figura 9. Corrección de la densidad del aire por altura.

Fuente: Elaboración propia

La ecuación del factor de corrección por la altura viene dada por la siguiente expresión:

$$C_A = -0,0001H + 0,9938$$

Ecuación 5

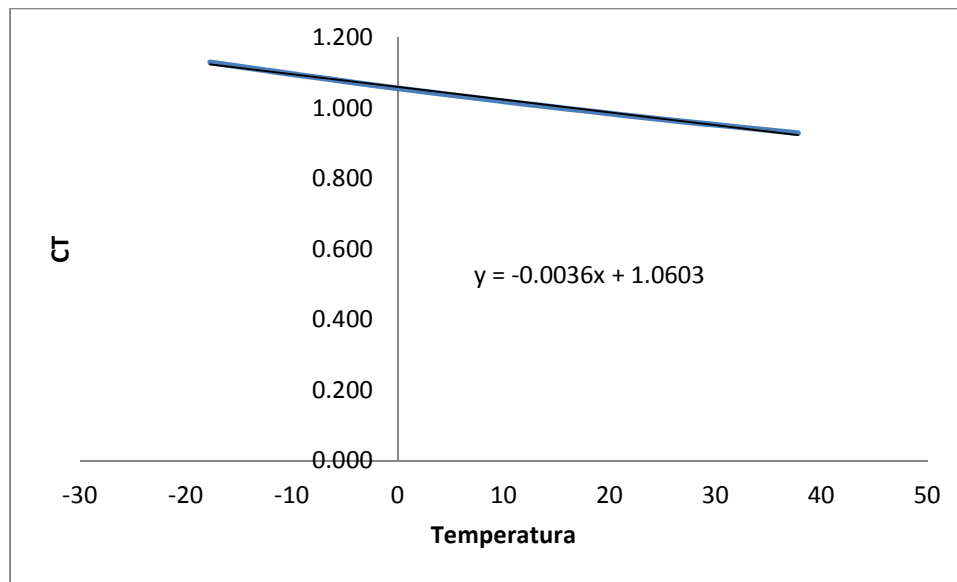


Figura 10. Corrección de la densidad del aire por temperatura.

Fuente: Elaboración propia

La ecuación del factor de corrección por temperatura viene dada por la siguiente expresión:

$$C_T = -0,0036T + 1,0603$$

Ecuación 6

### 2.1.5 Incidencia de la forma del terreno en el viento.

Se puede considerar que la velocidad del viento es afectada por varios factores, destacando: *factores naturales*: Orografía del terreno, temperatura, vegetación natural, cultivos, estación del año y *factores artificiales*: construcciones y obstáculos permanentes y temporales, tales como edificios, casas cercas, chimeneas, entre otros (BAÑUELOS, ANGELES, SERRANO, & MUCIÑO, 2013). El viento mientras esté llegando al suelo sufre frenado y rozamiento por el mismo. Una manera de determinar la

incidencia de la forma del terreno en las velocidades del viento es utilizando los perfiles de viento.

Perfiles de viento: es la representación gráfica de la variación de la velocidad con la altura o distancia. La ecuación más común para calcular la velocidad del viento a diferentes alturas es la ley exponencial de Hellmann que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera y es expresada en la siguiente ecuación (MASTERS, 2004):

$$\frac{V}{V_0} = \left( \frac{H}{H_0} \right)^E \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

$V$  es la velocidad desconocida a la altura  $H$ .

$V_0$  es la velocidad conocida a la altura  $H_0$  (frecuentemente referida a una altura de 10 m).

$E$  es el coeficiente de fricción o exponente de Hellman.

El coeficiente  $E$  está en función del tipo de terreno sobre el cual se está midiendo la velocidad del viento. A continuación se dan valores típicos de coeficiente de fricción (MASTERS, 2004):

Tabla 10. Coeficiente de fricción para diferentes tipos de terreno

Tipo de terreno	Coeficiente de fricción (E)
Lagos, océano, superficies suaves y duras	0,1
Césped	0,2
Terrenos de cultivo, setos o vallas, y arbustos	0,2
Campo boscoso con muchos árboles	0,3
Pueblo pequeño con algunos árboles y arbustos	0,3
Área de la ciudad con edificios altos	0,4

## 2.2 Generación de energía eólica y caracterización

La evaluación y caracterización energética del viento en el sitio donde se espera aprovechar este recurso, permite determinar las características técnicas de los equipos a utilizar y el número de éstos a instalar. Una vez caracterizado el viento, se debe

calcular la potencia y la energía que el sistema puede generar en las condiciones dadas. Para esto se requiere conocer otra información como: curva de potencia de la máquina, temperatura y densidad media del aire en el lugar de emplazamiento, entre otros.

### 2.2.1 Energía neta

La energía anual generada, para un recurso eólico caracterizado por una velocidad promedio, dependerá de dos variables; la potencia generada por la turbina para una determinada velocidad del viento y la probabilidad de que, durante el año, se obtenga dicha velocidad. De esta manera, la energía anual generada será la suma de las energías generadas esperadas, para todo el rango de velocidades de operación de la máquina. Para su determinación es necesario contar con la función de probabilidad ajustada de la curva de duración de velocidad del viento y la curva de potencia del aerogenerador.

Para determinar la energía real generada por la turbina en el lugar de ubicación de la misma se requiere realizar un ajuste por temperatura y altura de la densidad de aire y calcular las pérdidas totales. Con la siguiente expresión se puede determinar la energía final generada (GÖKÇEK & GENÇ, 2009):

$$E_r = \sum_i P_r(V_i) \cdot t_i \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

$E_r$  : es la energía en kWh producida en un año.

$t_i$  : tiempo durante el cual ocurre la velocidad  $V_i$ .

$P_r(V_i)$ : es la potencia para  $V = V_i$  basada en la curva de potencia del aerogenerador.

### 2.2.2 Pérdidas

Para determinar la energía neta de un parque eólico es necesario conocer las pérdidas de energía que se esperan ocurran en el sitio de ubicación del parque. Las principales pérdidas son las siguientes (POMA, 2000).



Tabla 11. Pérdidas de energía en una central eólica

Pérdidas	% de pérdida sobre la producción anual en una central
Pérdidas por arreglo	2 a 6
Pérdidas en conductores	3,0
Pérdidas por suciedad en las aletas	3,0
Pérdidas por tiempo muerto de las turbinas	3,0
Pérdidas por control y turbulencia	5,0
Pérdidas parásitas	0.5

## 2.3 Caso de estudio

Para el caso de estudio se supone una instalación hipotética de un parque eólico de 12 MW. Teniendo en cuenta que para la construcción de este tipo de instalaciones es recomendable que la velocidad promedio del viento sea igual o superior a 5 m/s, para este caso de estudio se hará la caracterización de un parque eólico ubicado en la alta Guajira, dado que este es un lugar del país en donde todo el año se mantienen vientos con velocidades iguales o superiores a los 5 m/s (UPME, 2006).

### 2.3.1 Descripción de la instalación

La instalación hipotética, del caso de estudio, se encuentra situada en el municipio de Uribia, departamento de La Guajira y presenta las siguientes características geográficas y meteorológicas:

- Latitud: 11° 42' 50" N; 72° 15' 57" W; Altitud: 10 msnm.
- Velocidad promedio multianual del viento: 7 m/s.
- Temperatura media de 30°C.

### 2.3.2 Caracterización del viento en el sitio

La información de velocidad del viento fue tomada del Atlas de viento y energía eólica de Colombia. Es una colección de mapas que muestra, entre otros, la distribución espacial del viento en la superficie y el potencial eólico de Colombia. En los mapas de viento se presenta la velocidad promedio mensual y anual del viento (isotacas), contruidos con 111 estaciones de referencia principalmente localizadas sobre las zonas Andina y Caribe junto con 122 datos de frontera localizados en Venezuela, Brasil, Perú, Ecuador, Mar Caribe y Océano Pacífico tomados de modelos regionales y datos complementarios espacialmente ubicados en los Llanos Orientales y Amazonia, descargados de las mismas fuentes (UPME, 2006).

En la Tabla 12 se muestra la velocidad del viento promedio para cada uno de los meses del año en la región de la alta Guajira.

Tabla 12. Velocidad media del viento en la superficie – Promedio multianual mensual región Alta Guajira.

Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	MEDIA
Velocidad (m/s)	6,0	7,0	7,0	7,0	7,0	8,0	8,0	7,0	7,0	3,5	6,0	6,0	6,6

Fuente: Atlas de viento y energía eólica de Colombia

Teniendo en cuenta la información del viento de la Tabla 12 se asume una velocidad de diseño de 7 m/s. A continuación se ajusta esta velocidad a la altura de la torre, los parámetros de Weibull: c de escala y k de forma, la función de probabilidad de Weibull y la curva de duración de velocidad.

### 2.3.3 Ajuste de la velocidad media a la altura del eje de la turbina

El parque eólico se ubicará en el municipio de Uribia, La Guajira. En su mayoría el área urbana es plana semi desértica a ligeramente plana; suelo semi árido. La vegetación la constituyen por lo general el Cardón, Tuna, Trupillo y otras especies xerofíticas. Por lo tanto, se puede utilizar un coeficiente de rugosidad E de 0,1 según la Tabla 10.

Utilizando la Ecuación 7 y los siguientes parámetros se calcula la velocidad media a la altura del eje de la turbina.

V es la velocidad desconocida

$$V_0 = 7 \text{ m/s}$$

$$H_0 = 10 \text{ m}$$

$$H = 50 \text{ m}, \text{ altura del eje de la turbina}$$

$$E = 0,1$$

$$V = V_0 \cdot \left( \frac{H}{H_0} \right)^E = 7 \text{ m/s} \cdot \left( \frac{50 \text{ m}}{10 \text{ m}} \right)^{0,1} = 8,2 \text{ m/s}$$

### 2.3.4 Cálculo parámetros de Weibull y curva de duración de velocidad

En la Tabla 8 se define una varianza media para una  $V > 4 \text{ m/s}$  y se calcula el parámetro k

$$k = 0.94\sqrt{\bar{V}} = 0.94\sqrt{8,2} = 2,70$$

El parámetro  $c$  se calcula utilizando la Ecuación 3:

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} = \frac{8,2}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{2,70}\right)} = \frac{8,2}{\Gamma(1,37)} = \frac{8,2}{0,88931^*} = 9,25 \text{ m/s}$$

(\*) Se obtiene de la función gamma para valores entre 0 y 1

Con los parámetros  $c$  y  $k$  y la Ecuación 2 se obtiene la función de probabilidad de Weibull y la curva de velocidad del sitio.

$$p(v) = 0,29 \cdot \left(\frac{V}{9,25}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{9,25}\right)^k\right]$$

Tabla 13. Función de Weibull.

V (m/s)	$p(v)$	$P(v)$	Tiempo (h)
0	0,0000	0,0000	0,0
1	0,0067	0,0025	58,7
2	0,0214	0,0160	187,4
3	0,0412	0,0470	361,0
4	0,0634	0,0992	555,7
5	0,0850	0,1736	744,3
6	0,1025	0,2678	898,3
7	0,1134	0,3765	993,5
8	0,1159	0,4919	1015,3
9	0,1099	0,6054	962,7
10	0,0968	0,7093	848,0
11	0,0792	0,7975	694,1
12	0,0602	0,8673	527,4
13	0,0424	0,9184	371,5
14	0,0276	0,9531	242,0
15	0,0166	0,9749	145,6
16	0,0092	0,9875	80,6
17	0,0047	0,9943	41,0
18	0,0022	0,9976	19,1
19	0,0009	0,9991	8,1
20	0,0004	0,9997	3,2

21	0,0001	0,9999	1,1
22	0,0000	1,0000	0,4
22	0,0000	1,0000	0,4
23	0,0000	1,0000	0,1
24	0,0000	1,0000	0,0

Fuente: Elaboración propia

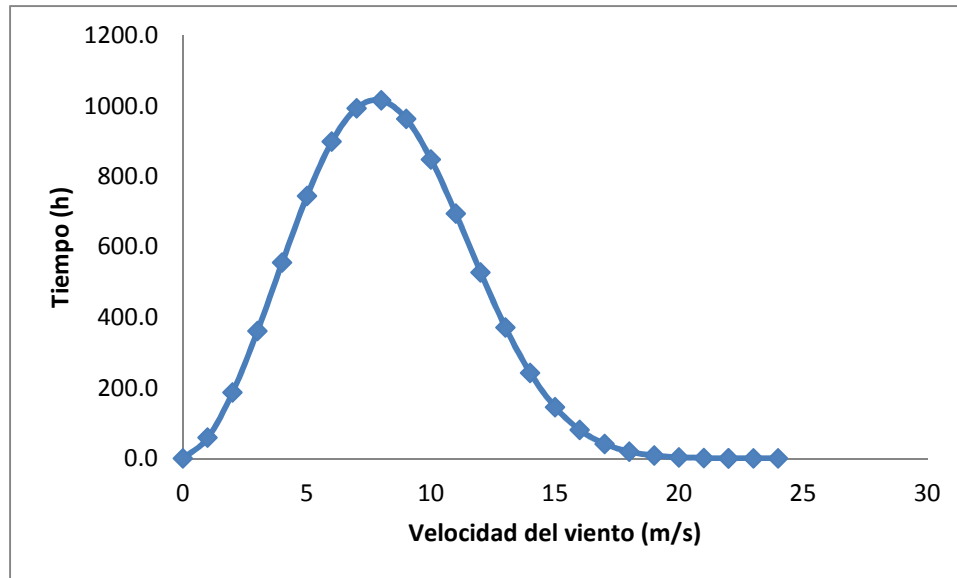


Figura 11. Curva de velocidad del viento.

Fuente: Elaboración propia

### 2.3.5 Selección del tipo de la turbina

Se debe seleccionar una turbina que se ajuste a la curva del viento. Para esto se utiliza la curva de potencia del aerogenerador proporcionada por los fabricantes en sus catálogos. La densidad de diseño de un aerogenerador es estándar de valor  $1,2256 \text{ kg/m}^3$  a  $15^\circ\text{C}$ , por lo tanto, la curva de potencia se debe ajustar a la temperatura y altura del sitio (POMA, 2000).

La densidad del aire se ajusta utilizando la Ecuación 4 y los factores  $C_A$  y  $C_T$  se hallan utilizando la Ecuación 5 y la Ecuación 6 para una temperatura de  $30^\circ\text{C}$  y una altitud de 10 msnm.

$$C_A = -0,0001 \cdot (10) + 0,9938 = 0,9928$$

$$C_T = -0,0036 \cdot (30) + 1,0603 = 0,9532$$

Sustituyendo los valores anteriores en la ecuación (12) se obtiene la densidad ajustada

$$\rho_{ajustada} = C_A \cdot C_T \cdot 1.2256 \frac{kg}{m^3} = 1,1598$$

La curva de potencia del aerogenerador se debe multiplicar por la relación de densidades o lo que es lo mismo por el producto  $C_A \cdot C_T = 0,9463$  para ajustar dicha curva.

Tabla 14. Ajuste de la curva de potencia a la altura y temperatura del sitio Aerogenerador ENERCON  
Datos técnicos E-82 E2, potencia nominal: 2000 kW.

V (m/s)	Potencia (MW)	Potencia (MW)
	Original	Ajustada
1	0	0
2	3	3
3	25	24
4	82	78
5	174	165
6	321	304
7	532	503
8	815	771
9	1180	1117
10	1580	1495
11	1810	1713
12	1980	1874
13	2050	1940
14	2050	1940
15	2050	1940
16	2050	1940
17	2050	1940
18	2050	1940
19	2050	1940
20	2050	1940
21	2050	1940
22	2050	1940
23	2050	1940
24	2050	1940
25	2050	1940

Fuente: (ENERCON, 2013)

### 2.3.6 Energía esperada por el aerogenerador

Para calcular la energía generada se utilizarán 6 aerogeneradores de 2000 kW cada uno para obtener un parque eólico de una capacidad instalada de 12 MW.

Utilizando la Ecuación 8, la curva de velocidad del viento y la curva de potencia del aerogenerador ajustada se obtiene la información que se observa en la Tabla 15.

Tabla 15. Energía generada en un año por una turbina de 2.000 kW

V (m/s)	$p(v)$	$P(v)$	Tiempo (h)	P-V (kW)	Energía (kWh)
0	0,0000	0,0000	0,0	0,0	0,00
1	0,0067	0,0025	58,7	2,8	166,57
2	0,0214	0,0160	187,4	23,7	4434,71
3	0,0412	0,0470	361,0	77,6	28015,04
4	0,0634	0,0992	555,7	164,7	91508,45
5	0,0850	0,1736	744,3	303,8	226089,99
6	0,1025	0,2678	898,3	503,5	452235,58
7	0,1134	0,3765	993,5	771,3	766242,29
8	0,1159	0,4919	1015,3	1116,7	1133805,24
9	0,1099	0,6054	962,7	1495,2	1439387,45
10	0,0968	0,7093	848,0	1712,9	1452565,29
11	0,0792	0,7975	694,1	1873,7	1300603,35
12	0,0602	0,8673	527,4	1940,0	1023178,24
13	0,0424	0,9184	371,5	1940,0	720624,52
14	0,0276	0,9531	242,0	1940,0	469542,12
15	0,0166	0,9749	145,6	1940,0	282419,62
16	0,0092	0,9875	80,6	1940,0	156434,86
17	0,0047	0,9943	41,0	1940,0	79596,92
18	0,0022	0,9976	19,1	1940,0	37106,38
19	0,0009	0,9991	8,1	1940,0	15806,24
20	0,0004	0,9997	3,2	1940,0	6135,58
21	0,0001	0,9999	1,1	1940,0	2164,41
22	0,0000	1,0000	0,4	1940,0	691,96
22	0,0000	1,0000	0,4	1940,0	691,96
23	0,0000	1,0000	0,1	1940,0	199,93
24	0,0000	1,0000	0,0	0,0	0,00
Total			8.759,60		9.689.646,70

De la Tabla 15 se obtiene la siguiente información:

$p(v)$  : Probabilidad correspondiente a la velocidad del viento que varía en un rango de 1 m/s.

$P(v)$  : Probabilidad acumulada correspondiente a las velocidades menores o iguales a la velocidad de la columna V (m/s).

Tiempo: Presenta los valores de la curva de duración de la velocidad.

P-V (kW): Valores de la curva de potencia de la turbina ajustados a la temperatura y altitud del lugar.

Energía (kWh): La energía producida por una turbina y es el producto de la columna Tiempo por P-V.

A continuación se calcula la energía total anual producida por el parque eólico. Para esto se debe considerar la energía producida por las 6 turbinas y descontar las pérdidas de la

Tabla 11.

Tabla 16. Energía Neta generada en un año por el parque eólico 12 MW

Energía generada y pérdidas	%	MWh/Año
Energía producida por una turbina	100	9.689,6467
Energía producida por el parque eólico (6 turbinas)	100	58.137,8802
Pérdidas por arreglo	3	1.744,1364
Pérdidas en conductores	3	1.744,1364
Pérdidas por suciedad en las aletas	3	1.744,1364
Pérdidas por tiempo muerto de las turbinas	15	8.720,6820
Pérdidas por control y turbulencia	5	2.906,8940
Pérdidas parásitas	0.5	29,0689
<b>Energía neta producida por el parque eólico</b>		<b>41.248,8260</b>

## **2.4 Síntesis capítulo 2**

Es necesario determinar la potencia y la energía que el parque eólico será capaz de entregar al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para ello es necesario caracterizar el viento en la zona previamente, para completar el estudio se requiere información adicional como: curva de potencia de los aerogeneradores, la temperatura y densidad media del aire en el lugar de emplazamiento, entre otros.

La energía anual generada por el parque eólico depende de dos variables: la potencia generada por la turbina para la velocidad del viento en la que se encuentra en un momento determinado (curva de generación de la máquina) y la probabilidad de que se obtenga dicha velocidad del viento durante el año (función de probabilidad ajustada). Finalmente, la energía anual generada por el parque eólico será igual a la energía generada por cada aerogenerador la cual se calcula como la suma de las energías generadas esperadas, para todo el rango de velocidades de operación de la máquina.



## **3 Energía solar**

En el capítulo anterior se realizó la caracterización de un parque eólico ubicado en el departamento de La Guajira encontrando que la construcción de este tipo de instalación es técnicamente viable en la zona de estudio. Se obtuvo una generación promedio anual de 9.689.646,70 kWh año para el parque eólico de una capacidad instalada de 12 MW.

En este capítulo se presentan los conceptos básicos del recurso solar energético y las características técnicas que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica. Se realiza el caso de estudio para una instalación fotovoltaica ubicada hipotéticamente en el departamento de La Guajira, en la misma ubicación del parque eólico.

### **3.1 Tipos de tecnología de energía solar**

Para aprovechar la energía solar se requiere transformarla, para esto se utilizan principalmente dos tipos de tecnologías: energía solar fotovoltaica y energía solar térmica.

#### **3.1.1 Energía solar fotovoltaica**

La energía solar fotovoltaica convierte directamente la radiación solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores sensibles a la luz denominados celdas solares o celdas fotovoltaicas, y son los encargados de convertir la energía luminosa en energía eléctrica.

Tradicionalmente, este tipo de tecnología se utilizaba para el suministro de energía eléctrica en zonas donde no es posible la interconexión a la red eléctrica, sin embargo su uso ha venido en aumento, convirtiéndose en una opción de suministro de energía renovable para aplicaciones de electrificación rural y urbana, sistemas de monitoreo remoto y estaciones de telecomunicaciones entre otras aplicaciones.

#### **3.1.2 Energía solar térmica**

La energía solar térmica consiste el aprovechamiento del calor solar mediante el uso de paneles solares térmicos. El colector o panel solar capta la radiación solar, absorbiendo la energía en forma de calor y lo transfiere al fluido a calentar. Por las altas temperaturas el fluido eleva su temperatura, el vapor que se produce se utiliza para mover una turbina y así generar energía eléctrica.

Este tipo de tecnología se utiliza en mayor proporción para calentar agua sanitaria, precalentamiento de agua para procesos industriales, climatización de piscinas, entre otros.

Para el desarrollo de este trabajo y dado que se busca realizar un análisis comparativo de fuente de energía solar conectada al sistema eléctrico colombiano se estudiará la generación de energía solar fotovoltaica.

## **3.2 Caracterización y cálculo de energía solar fotovoltaica**

### **3.2.1 Descripción general**

En un sistema de generación fotovoltaico conectado al Sistema Interconectado Nacional se distinguen dos elementos principales (DB-HE, 2009):

- El generador, formado por un conjunto de módulos fotovoltaicos, que captan la energía luminosa y la transforman en corriente continua a baja tensión.
- El inversor, que se encarga de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos (el generador) en corriente alterna para llevarla a la condición requeridas por la red eléctrica.

### **3.2.2 Generación de energía**

Los distintos factores que influyen en el proceso de generación de energía útil de una planta solar fotovoltaica son los siguientes (E. M. CAAMAÑO, 1998):

- Ubicación de los módulos fotovoltaicos, orientación e inclinación.
- Potencia máxima disponible del generador.
- Irradiación solar incidente (El factor de irradiación).
- Fenómenos de condiciones reales de operación: respuesta angular (factor de modificación del ángulo de incidencia), temperatura, entre otros.
- Inversor (eficiencia).

A continuación se describen cada uno de los factores anteriores:

#### **Ubicación de los módulos fotovoltaicos**

Los módulos fotovoltaicos se deben ubicar teniendo en cuenta que no existan obstáculos que impidan que la luz del sol incida sobre ellos. Al menos se debe garantizar que esta condición de cumpla lo mejor posible en las horas del día donde los

rayos del sol presentan su mayor intensidad. Teniendo en cuenta lo anterior los módulos fotovoltaicos se pueden instalar en áreas despejadas y exclusivas para ello o se puede aprovechar la ubicación de otras instalaciones como terrazas, fachadas de edificios, tejados, paredes entre otros. En términos generales, el lugar en el que se instalen los módulos determina en primera instancia el potencial de radiación solar que incide sobre la superficie.

### **Orientación e inclinación de módulos fotovoltaicos**

La inclinación y la orientación de los módulos fotovoltaicos así como sus sombras determinan la cantidad que se puede aprovechar del potencial solar. La inclinación de los módulos debe ajustarse a la latitud del lugar y esta puede diferir hasta  $15^\circ$  en la latitud del lugar, más en el invierno y menos en el verano (LAVE & KLEISSL, 2011). Es importante considerar que se debe tener una inclinación mínima, que puede ser de  $15^\circ$ , para permitir que se evacue el agua lluvia y para garantizar que se obtenga la mayor irradiación anual por superficie y se debe orientar al Ecuador. Duffie and Beckman sugirieron que el ángulo de inclinación  $\beta = (\phi + 15^\circ) \pm 15^\circ$  (DUFFIE & BECKMAN, 2013).

Para garantizar la mayor recepción de energía solar cuando se realiza un diseño de sistemas fotovoltaicos es necesario tener en cuenta la orientación y la inclinación optima de los módulos para encontrar los límites de pérdidas máximos permitidos (DB-HE, 2009).

A continuación se detalla el procedimiento para encontrar dichas pérdidas según Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica de España, 2009 (DB-HE, 2009).

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- a) Ángulo de inclinación,  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  para verticales.
- b) Ángulo de azimut,  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.

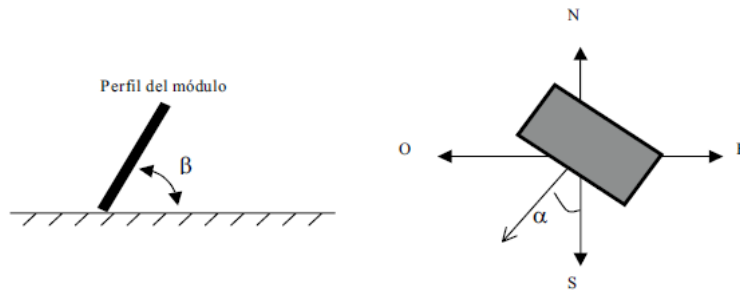


Figura 12 . Orientación e inclinación de los módulos.

Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, 2009

**Procedimiento:**

1. Determinado el ángulo de azimuth del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará la Figura 13, válida para una la latitud ( $\emptyset$ ) de  $41^\circ$ , de la siguiente forma:
  - a) Conocido el azimuth, determinamos en la Figura 13 los límites para la inclinación en el caso ( $\emptyset$ ) =  $41^\circ$ . Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%, para superposición del 20% y para integración arquitectónica del 40%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimuth nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima;
  - b) Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se interceptan, se obtienen los valores para latitud ( $\emptyset$ ) =  $41^\circ$  y se corrigen de acuerdo a lo indicado a continuación.
2. Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de  $41^\circ$ , de acuerdo a las siguientes fórmulas:
  - a) Inclinación máxima

$$\text{inclinación} = (\emptyset = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

Ecuación 9

b) Inclinación mínima

$$\text{inclinación} = (\varnothing = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud}) \quad \text{Ecuación 10}$$

Siendo  $5^\circ$  su valor mínimo.

3. En casos cerca del límite y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Perdidas}(\%) = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \varnothing + 10)^2 + 3,5 * 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{Ecuación 11}$$

$$\text{Para } \beta \leq 15^\circ$$

$$\text{Perdidas}(\%) = 100 * [1,2 * 10^{-4} * (\beta - \varnothing + 10)^2] \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\varnothing$  se expresan en grados sexagesimales, siendo  $\varnothing$  la latitud del lugar

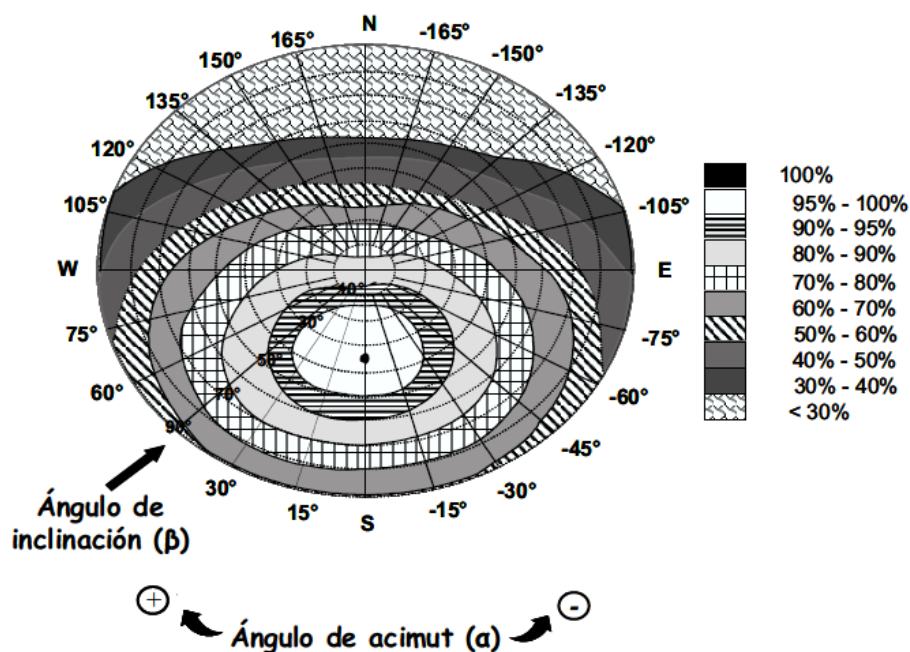


Figura 13 . Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, 2009.

## Pérdidas de radiación solar por sombras

Las pérdidas por sombras sobre los módulos fotovoltaicos se pueden dar por sombras indirectas provenientes de árboles, postes, edificaciones cercanas o por sombras directas cuando hay varias filas de módulos dispuestos en el mismo plano horizontal (A. I. FERNÁNDEZ, CONTRERAS, & BERNAL, 2006). Las pérdidas por sombras pueden llegar a ser importantes, por ello es fundamental la ubicación de los paneles, más aún si se integran arquitectónicamente en una edificación, especialmente en ambientes urbanos, donde las sombras son un fenómeno muy frecuente que llega a causar pérdidas de productividad muy significativas.

Para la estimación de las pérdidas debidas a sombras indirectas se utiliza el método consistente en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol. El perfil de obstáculos se realiza localizando los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición acimut y elevación, para ello puede utilizarse un teodolito o el método fotográfico.

El diagrama de trayectorias representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo. El diagrama está dividido en sectores. Cada sector de la gráfica tiene un coeficiente de pérdida asociada que varía en función de la orientación y la inclinación de los paneles. De esta manera, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones (coeficientes correspondientes obtenidos a partir de una tabla) de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. Esto resulta en un porcentaje de pérdida para una ubicación en particular (DB-HE, 2009).

### **Irradiación solar incidente**

Existen varios procedimientos para estimar la irradiación horaria sobre una superficie. Utilizando el ángulo óptimo y la radiación anual sobre una superficie horizontal se puede calcular el valor de la irradiación anual para el ángulo de inclinación,  $\beta$ , óptimo utilizando (E. M. CAAMAÑO, 1998).

Para ello se encuentra definido el factor de irradiación

$$FI = \frac{G_a(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{opt}, \alpha_{opt})} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde  $G_a(\beta, \alpha)$  es la irradiación solar anual incidente sobre la superficie considerada; y  $G_a(\beta_{opt}, \alpha_{opt})$  corresponde a una superficie idealmente ubicada.

$\beta_{opt}$  corresponde a la pendiente que optimiza la radiación incidente sobre la superficie del módulo fotovoltaico durante un año. Para calcular la pendiente óptima se utiliza la siguiente ecuación (FERNÁNDEZ, 2006):

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69(\varphi) \quad \text{Ecuación 14}$$

El FI también se puede hallar analíticamente utilizando la siguiente expresión (FERNÁNDEZ, 2006):

$$FI = g_1(\beta - \beta_{opt})^2 + g_2(\beta - \beta_{opt}) + g_3 \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

$$g_i = g_{1i}|\alpha|^2 + g_{2i}[\alpha] + g_{3i}, \quad i = 1,2,3 \quad \text{Ecuación 16}$$

$\alpha$  es el ángulo azimut.

$g_{1i}$ ,  $g_{2i}$ ,  $g_{3i}$  Dependen del grado de suciedad de los paneles. Ver Tabla 17.

Tabla 17. Coeficientes  $g_{1i}$ ,  $g_{2i}$ ,  $g_{3i}$ , con 97% transmisión debido a la suciedad

Coeficiente	$i = 1$	$i = 2$	$i = 3$
$g_{1i}$	$8 \times 10^{-9}$	$3.8 \times 10^{-7}$	$-1.218 \times 10^{-4}$
$g_{2i}$	$-4.27 \times 10^{-7}$	$8.2 \times 10^{-6}$	$2.892 \times 10^{-4}$
$g_{3i}$	$-2.5 \times 10^{-5}$	$-1.034 \times 10^{-4}$	0.9314

### Factor de modificación del ángulo de incidencia

La modificación del ángulo de incidencia representa la reducción aparente de la irradiación sobre un módulo fotovoltaico. También se puede representar como las pérdidas adicionales de irradiación respecto a la ubicación óptima utilizando el Factor de Modificación del Ángulo de Incidencia (FMAI) como se muestra a continuación (E. M. CAAMAÑO, 1998):

$$FMAI = \frac{MAI(\beta, \alpha)}{MAI(\beta_{opt}, \alpha_{opt})} \bigg|_{\text{año}} \quad \text{Ecuación 17}$$



El FMAI también se puede hallar analíticamente utilizando la siguiente expresión:

$$FMAI = m_1(\beta - \beta_{opt})^2 + m_2(\beta - \beta_{opt}) + m_3 \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

$$m_j = m_{j1}|\alpha|^2 + m_{j2}[\alpha] + m_{j3}, \quad j = 1,2,3 \quad \text{Ecuación 19}$$

Tabla 18. Coeficientes  $m_{1j}$ ,  $m_{2j}$ ,  $m_{3j}$

Coeficiente	$j = 1$	$j = 2$	$j = 3$
$m_{1j}$	$2 \times 10^{-9}$	$1.6 \times 10^{-7}$	$-4.11 \times 10^{-5}$
$m_{2j}$	$-1.15 \times 10^{-7}$	$-1.04 \times 10^{-5}$	$-6.24 \times 10^{-5}$
$m_{3j}$	$-6.8 \times 10^{-6}$	$1.742 \times 10^{-4}$	1

### Efecto de la temperatura

El efecto de la temperatura se puede modelar utilizando la expresión analítica propuesta por SCHMID (SCHMID, 1992) obtenida de observación empírica de que indica que las pérdidas por temperatura y latitud están relacionadas (E. M. CAAMAÑO, 1998):

$$FT = 1 - 0.065 \sqrt{1 - \left(\frac{\phi - 25^\circ}{30}\right)^2} \quad \text{Ecuación 20}$$

## Eficiencia energética del inversor

A pesar de ser equipos eléctricos de alto rendimiento en conversión de corriente continua a corriente alterna, nunca llegan al 100% de eficiencia (E. CAAMAÑO & LORENZO, 1995) ellos alcanzan su máximo rendimiento en intervalo de 85-96% para valores de potencia cerca de la tensión nominal, mientras que para la generación de pequeñas cantidades de energía en condiciones de nubosidad, en el arranque, en el amanecer y en el atardecer, la eficiencia puede disminuir considerablemente. Para inversores monofásicos, la suma de todas las pérdidas puede ser de aproximadamente 8-20 % de la energía total generada, dependiendo de la calidad de los equipos (A. I. FERNÁNDEZ et al., 2006).

### 3.2.3 Cálculo de la energía esperable de una instalación fotovoltaica

Para calcular la energía esperada en un período de tiempo (1 hora) de una instalación fotovoltaica hacemos uso de la siguiente ecuación (A. I. FERNÁNDEZ et al., 2006):

$$FE_{esperada} = P_{nom} \cdot FI \cdot FS \cdot FMAI \cdot F_{global} \text{ (kWh)} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

$P_{nom}$  es la potencia nominal del generador fotovoltaico (kW).

$FI$  es el Factor de Irradiación.

$FS$  es el factor de sombra.

$FMAI$  es el Factor de Modificación del ángulo de incidencia.

$F_{global}$  es el factor del rendimiento global del sistema y es el producto del Factor de Temperatura y la Eficiencia energética del Inversor.  $F_{global}$  oscila entre 0,7 y 0,9 para una instalación estándar, y sobre todo depende de la calidad del equipo seleccionado. Si  $F_{global}$  es inferior a los 0,7 implica un desempeño deficiente de los componentes del sistema.

## 3.3 Caso de estudio

Para realizar nuestro análisis y determinar la cantidad de energía producido por un generador fotovoltaico ubicado en Colombia se tendrán en cuenta las siguientes

consideraciones, utilizando el procedimiento descrito anteriormente (E. M. CAAMAÑO, 1998):

- Generador: potencia nominal ( $P_{nom,G}$ ); Ubicación ( $\alpha, \beta$ ); factor de Sombras
- Inversor: caracterización en potencia ( $k_0, k_1, k_2$ ); potencia máxima ( $P_{max,I}$ ); tamaño relativo generador-inversor ( $FDI$ )
- Ubicación óptima en la localidad: latitud,  $\varphi$  ; Inclinação,  $\beta_{opt}$  (por defecto,  $\varphi - 10^\circ$ ); Productividad de referencia,  $YR(h)$ , valor que coincide numéricamente con la irradiación anual en  $kWh.m^2$ ; Modificador del Ángulo de incidencia,  $MAI$ . Por defecto, puede utilizarse el valor 0,92; Factor de Temperatura,  $FT$ .

### 3.3.1 Descripción de la instalación

La instalación hipotética, para el caso de estudio, se encuentra situada en el municipio de Riohacha, departamento de La Guajira. Presenta las siguientes características geográficas y meteorológicas:

- Latitud:  $11^\circ 33' 59'' N$  ; Longitud:  $72^\circ 54' 37''$  oeste ; Altitud: 47 msnm.
- Irradiación solar media diaria sobre superficie horizontal:  $G_d(0) = 6 kWh.m^2$
- Con temperatura media de  $28,2^\circ C$ .

### 3.3.2 Ubicación de los módulos fotovoltaicos, orientación e inclinación

Se evaluará si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para la instalación fotovoltaica con módulos orientados  $0^\circ$ , hacia el sur (azimut =  $+0^\circ$ ) y con una inclinación de  $15^\circ$  respecto a la horizontal.

Conocido el azimut, cuyo valor es  $+0^\circ$ , se determina en la Figura 13 los límites para la inclinación para el caso de  $\varphi = 41^\circ$ . Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90 % -95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut  $0^\circ$  nos proporcionan los valores (ver Figura 14):

Inclinación máxima =  $60^\circ$

Inclinación mínima =  $7^\circ$

b) Se corrige para la latitud del lugar utilizando la Inclinación máxima

:

Inclinación máxima =  $60^\circ - (41^\circ - 11^\circ) = 30^\circ$

Inclinación mínima =  $7^\circ - (41^\circ - 11^\circ) = -23^\circ$ , que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima =  $0^\circ$ .

Por tanto, esta instalación, de inclinación  $15^\circ$  cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.

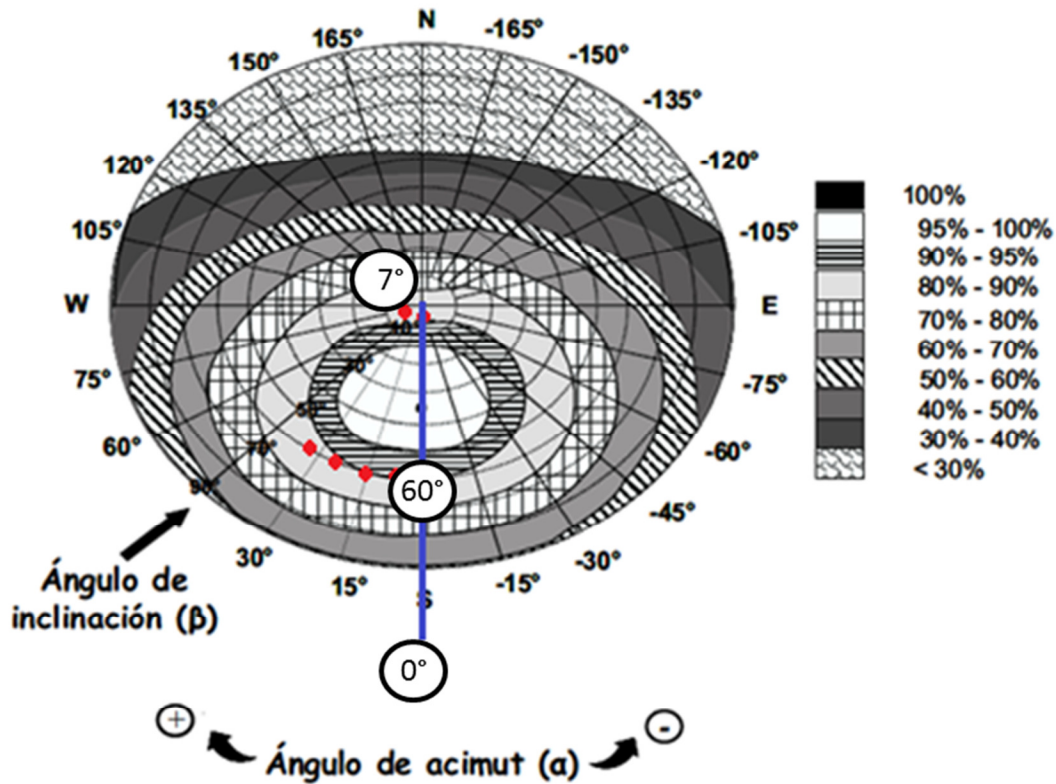


Figura 14. Inclinación máxima y mínima para azimut=0

### 3.3.3 Factor de irradiación

Utilizando la Ecuación 14 se obtiene el ángulo de inclinación óptima:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69(11) = 11,29$$

Con el resultado anterior y la Ecuación 13 se obtiene el factor de irradiación (FI)

$$FI = g_1(11 - 11,29)^2 + g_2(11 - 11,29) + g_3$$

Dado que el ángulo de azimut ( $\alpha$ ) es igual a cero (0) los coeficientes quedan así:

$$g_1 = g_{31}, \quad g_2 = g_{32}, \quad g_3 = g_{33}$$

Y se obtienen de la Tabla 17

$$g_1 = -1.218 \times 10^{-4}, \quad g_2 = 2.892 \times 10^{-4}, \quad g_3 = 0,9314$$

$$FI = -1.218 \times 10^{-4}(11 - 11,29)^2 + 2.892 \times 10^{-4}(11 - 11,29) + 0,9314$$

$$FI = 0.9370411$$

### 3.3.4 Pérdidas por sombras

Se supone que no existen obstáculos en la trayectoria solar. Por tanto, las pérdidas por sombras indirectas son despreciables.

### 3.3.5 Factor de modificación del ángulo de incidencia

Utilizando la Ecuación 18 y se obtiene el factor de modificación del ángulo de incidencia (FMAI)

$$FMAI = m_1(11 - 11,29)^2 + m_2(11 - 11,29) + m_3$$

Dado que el ángulo de azimut ( $\alpha$ ) es igual a cero (o) los coeficientes quedan así:

$$m_1 = m_{13}, \quad m_2 = m_{23}, \quad m_3 = m_{33}$$

Y se obtienen de la Tabla 18

$$m_1 = -4.11 \times 10^{-5}, \quad m_2 = -6.24 \times 10^{-5}, \quad m_3 = 1$$

$$FMAI = -4.11 \times 10^{-5}(11 - 11,29)^2 + -6.24 \times 10^{-5}(11 - 11,29) + 1$$

$$FMAI = 1$$

### 3.3.6 Energía esperada de la instalación fotovoltaica

Una vez obtenidos todos los datos descritos anteriormente se procede a calcular energía esperada horaria del generador fotovoltaico utilizando la Ecuación 21.

$$E_{esperada} = 12. (0,9370). (1). (1). (0,9) = 10,1196 \text{ kWh}$$

Con los datos anteriores y con los valores de radiación solar del Atlas de Colombia se puede obtener la producción total de electricidad para cada periodo mensual utilizando la siguiente ecuación:

$$E_{mensual} = E_{esperada} \cdot \left( \frac{G_{Eff}}{G^*} \right) = P_{nom} \cdot \left( \frac{G_{Eff}}{G^*} \right) FI.FS.FMAI.F_{global} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

$G_{Eff}$  es la irradiación mensual efectiva incidente sobre la superficie del generador medida en kWh/m<sup>2</sup>.

$G^*$  Irradiancia de referencia, 1kW/m<sup>2</sup>, que permite que este factor sea adimensional.

En la Tabla 19 se muestra el cálculo de la energía entregada a la red mensualmente por el generador.

Tabla 19. Irradiación solar, energía entregada a la red mensual por el proyecto de generación fotovoltaico.

Mes	Geff Irradiación (kWh/m2)	Potencia entregada a la red (kWh/día)	Energía entregada a la red (kWh/mes)
Enero	5,5	55.825,7	1.674.771,4
Febrero	6,0	60.900,8	1.827.023,3
Marzo	6,0	60.900,8	1.827.023,3
Abril	6,0	60.900,8	1.827.023,3
Mayo	6,0	60.900,8	1.827.023,3
Junio	6,0	60.900,8	1.827.023,3
Julio	6,5	65.975,8	1.979.275,2
Agosto	6,5	65.975,8	1.979.275,2
Septiembre	6,0	60.900,8	1.827.023,3
Octubre	5,5	55.825,7	1.674.771,4
Noviembre	5,5	55.825,7	1.674.771,4
Diciembre	6,0	60.900,8	1.827.023,3
<b>Total</b>			<b>21.772.027,7</b>

Fuente: Elaboración propia

### 3.4 Síntesis capítulo 3

Para determinar la potencia y la energía que una instalación fotovoltaica entregará a la red se requiere identificar previamente la irradiación solar incidente en la zona donde se ubicarán los paneles solares y la ubicación óptima, siendo de gran importancia la orientación e inclinación de los paneles solares dado que influyen directamente en la captación de máxima irradiación solar y las pérdidas por sombra.

La energía anual generada por la instalación fotovoltaica depende de la potencia nominal del generador, el factor de irradiación, el factor de sombra y el factor de

modificación del ángulo de incidencia. El producto de estos factores por la potencia nominal del generador da como resultado la energía mensual esperada de la instalación fotovoltaica.

Finalmente, la energía anual generada por la instalación fotovoltaica es el resultado de la suma del producto de energía mensual esperada por la irradiación efectiva incidente sobre la superficie del generador cada uno de los meses del año, en este caso particular se espera una generación anual de . 21.772.027,7 kWh año.

## **4 Evaluación de un proyecto de generación de energía eléctrica conectado al sistema interconectado nacional de Colombia**

Una vez caracterizados en los capítulos 2 y 3 los proyectos de generación eólica y solar y obtenida la generación anual esperada de cada uno de ellos se debe realizar la valoración económica de cada uno de los proyectos para determinar la rentabilidad de los mismos. Para ello se hace necesario determinar el método para realizar la valoración económica de los proyectos y escoger los indicadores de rentabilidad a utilizar.

En este capítulo se resumen los conceptos básicos de valoración de proyectos de inversión, los ingresos por la venta de energía y costos en los que se incurren en el mercado eléctrico colombiano para estudiar bajo este contexto (económico, técnico, regulatorio y normativo) la posibilidad de la utilización masiva de algunas de estas tecnologías.

### **4.1 Valoración del proyecto**

Existen diferentes métodos para realizar la valoración económica de un proyecto de inversión. En este caso particular se utilizará el método de “descuentos de flujos de caja” que consiste en referir los flujos de fondos futuros al valor actual descontándolos a una tasa que refleja el costo de capital aportado.

Existen dos tipos de flujos de caja distintos: el flujo de caja libre y el flujo de caja del accionista.

El flujo libre de caja libre refleja las entradas y salidas de caja del negocio, sin tener en cuenta los costos de la estructura financiera, que aporta información sobre la rentabilidad del proyecto.

El flujo de caja del accionista refleja lo que obtiene el accionista del proyecto, es decir, el capital que le queda al accionista una vez devueltos los recursos obtenidos de la financiación del proyecto y su correspondiente costo.

Este método requiere fijar una tasa denominada “tasa de descuento”. Como lo que se pretende es mantener las hipótesis de rentabilidad del proyecto, la tasa de descuento a utilizar coincidirá con la tasa de rentabilidad mínima exigida, que se conoce como el Costo de capital de trabajo o WACC por su sigla en inglés (Weighted Average Cost of Capital).



El proyecto será económicamente viable cuando lo que se obtenga del proyecto sea mayor de lo que cuestan los recursos invertidos. Se calcula como la media ponderada del costo de capital y del costo de la deuda, empleando la Ecuación 23.

$$WACC = K_p(1 - T)\frac{P}{A} + K_s\frac{C}{A} \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

$K_p$ : Costo de los pasivos o costo de la deuda.

$T$ : Tasa impositiva.

$P$ : Pasivos.

$A$ : Recursos totales.

$K_s$ : Costo del capital propio.

$C$ : Capital propio.

Cálculo del costo de capital propio " $K_s$ " usando el modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model).

Este procedimiento suma puntos a la tasa de interés libre de riesgo según la volatilidad de los rendimientos de la empresa ante variaciones de los rendimientos del mercado.

$$K_s = R_f + (R_m - R_f)B \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

$R_f$ : Tasa libre de riesgo= 5,28 %. Obtenida de Bloomberg Ticker ecfc US TREASURY N/B el 6 de septiembre de 2013 (BLOOMBERG, 2013).

$R_m$ : Rendimiento esperado del mercado en el período considerado= 8,95 %. Se considera como el promedio IGBC.

$R_m - R_f$ : Prima libre de riesgo en el mercado.

$B$ : Coeficiente de volatilidad del rendimiento del título, utilizamos 0,47

En Colombia la tasa libre de riesgo es el rendimiento de los diferentes títulos de deuda pública local TES (BANCOLOMBIA, 2013).

Para la tasa libre de riesgo se puede usar la tasa de un TES con término cercano a T (o la que se obtenga de una interpolación de la curva de deuda pública con ese término), reflejando así el retorno a un horizonte T que se podría garantizar desde hoy (Banco de la República, 2013).

Para este cálculo se propone usar un período de inversión de  $T = 1$  año y como tasa libre de riesgo la tasa de un TES ficticio con cupón cero y término T, obtenida de la curva de TES cero cupón, cuyos parámetros son publicados por la Bolsa de Valores de Colombia (BVC).

Sustituyendo los valores en la Ecuación 24 anteriores obtenemos que

$$K_s = 5,28\% + (8,95\% - 5,28\%)0,47 = 7\%$$

De la Tabla 32 y en la Tabla 25 se obtiene el valor de P, que corresponde al valor a financiar de las plantas de generación eólica y fotovoltaica para los proyectos del caso de estudio y empleando las ecuaciones y valores anteriores se obtiene el WACC de los diferentes proyectos como se observa en la Tabla 20.

Tabla 20. WACC para plantas de generación eólica y fotovoltaica

Variable	Planta de generación eólica	Planta de generación fotovoltaica
P	\$ 33.332.300.400,00	\$ 59.613.792.000,00
C	\$ 14.285.271.600,00	\$ 25.548.768.000,00
A	\$ 47.617.572.000,00	\$ 85.162.560.000,00
Kp	8,06%	8,99%
Ks	7,01%	7,01%
B	0,47	0,47
T	33%	33%
Rm	8,95%	8,95%
Rf	5,28%	5,28%
<b>WACC</b>	<b>5,88%</b>	<b>5,88%</b>

## 4.2 Indicadores de rentabilidad

Para realizar el análisis de rentabilidad de un proyecto existen diferentes indicadores basados en el flujo de caja libre. Los que se utilizarán en el presente trabajo son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Valor Presente Neto: Se trata del traer el valor financiero al día de hoy de los flujos de caja futuros generados por la inversión. Para esto se utilizará como “tasa de retorno” el WACC descrito anteriormente.

Tasa Interna de Retorno: es el tipo de interés al que hay que descontar los flujos de caja para obtener un Valor Presente Neto igual a cero. A mayor TIR mayor rentabilidad.

Para que el proyecto sea viable económicamente la TIR del proyecto debe ser mayor que el WACC. El proyecto genera valor para el inversionista si el costo de la deuda es menor que la TIR inversionista.

### **4.3 Costos del proyecto**

Los costos de un proyecto de inversión pueden clasificarse en costos de inversión o instalación, costos de operación y mantenimiento y costos regulatorios, estos últimos dependen de la legislación y regulación del sector vigentes en Colombia. A continuación se hace una descripción de éstos costos:

#### **4.3.1 Costos de inversión o instalación**

Corresponden a los costos en que se incurre por la construcción de las obras civiles, la compra e instalación de equipos eléctricos y mecánicos, la adquisición de predios y la ejecución de estudios y diseños técnicos, económicos y ambientales.

#### **4.3.2 Costos de operación y mantenimiento (O & M)**

Corresponden a los costos en los que incurre el proyecto durante su vida operativa para la operación de la planta y el mantenimiento de la misma.

#### **4.3.3 Costos regulatorios**

La regulación colombiana establece que las plantas deben aportar de sus ventas de energía unos costos variables correspondiente al Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE) y un gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI).

A continuación se describen los costos regulatorios que se deben tener en cuenta en la liquidación de la generación de las plantas en Colombia:

### Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006 Cada planta y/o unidad de generación recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 2006):

$$VR_i = CERE * G_{i,m}$$
Ecuación 25

Donde:

$G_{i,m}$ : es la generación real de la planta o unidad de generación i en el mes m, expresada en kilovatios hora.

$CERE$ : Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad. Que se calcula mensualmente mediante la siguiente expresión según lo establece la Resolución CREG 071 de 2006 (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 2006):

$$CERE = \frac{RRT * VCC}{ETDR_m}$$
Ecuación 26

donde:

$RRT$ : La Remuneración Real Total mensual de la planta.

$VCC$ : Promedio ponderado del Valor del Cargo por Confiabilidad expresado en \$/kWh, asociado a las obligaciones de energía firme vigentes para el mes que se está facturando.

$ETDR_m$ : Energía Total Demandada Real en el SIN en el mes m expresada en \$/kWh.

El CERE es un valor mensual calculado por el ASIC, para simplificar los cálculos del ejercicio asumiremos un valor de \$30/kWh que se asemeja al CERE de los últimos meses.

### **Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI)**

La Resolución CREG 005 de 2001 establece que se deberá incluir como un costo variable del generador el monto FAZNI que corresponde a un gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (\$/MWh) vigente para el año  $t$  y está representado por la siguiente expresión (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 2001):

$$FAZNI_t = 1000x \left[ \frac{IPP_{(t-1)}}{IPP_{(0)}} \right] \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

$IPP_{(t-1)}$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes de Diciembre del año  $t-1$ , reportado por el Banco de la República.

$IPP_{(0)}$ : Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes de Diciembre del año 2000, reportado por el Banco de la República.

De acuerdo con información obtenida del Banco de la República los valores de IPP del mes de diciembre de los años 2000 y 2013 son los siguientes (DANE, 2014):

$$IPP_{(diciembre\ 2013)} = 1,9078$$

$$IPP_{(diciembre\ 2000)} = 1,1931$$

$$FAZNI_t = 1000x \left[ \frac{1,9078}{1,1931} \right] = 1.5990 (\$/kWh)$$

### **Otros costos regulatorios**

Adicional a los gastos de O&M se debe considerar los gastos regulatorios que se deben pagar al CND, el ASIC y el LAC por los servicios prestados de operación y mantenimiento según lo establece la Resolución CREG 124 de 2005 en su artículo 1 (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 2005).

*“ARTICULO 10. Ingresos Regulados. A partir del 1° de enero de 2006 y para el año 2006, se establecen los siguientes Ingresos Regulados mensuales por concepto de los servicios*

*prestados por el CND, el ASIC y el LAC en millones de pesos:*

*Ingreso del mes t por costos operativos del CND: \$ 2,160.98*

*Ingreso del mes t por costos de inversión y proyectos del CND: \$ 251.92 x (IPPt/IPPo)*

*Ingreso del mes t por costos operativos del ASIC : \$ 1,118.09*

*Ingreso del mes t por costos de inversión y proyectos del ASIC: \$ 204.96 x (IPPt/IPPo)*

*Ingreso del mes t por costos del GMF del ASIC: GMFSICt-1*

*Ingreso del mes t por costos operativos del LAC: \$ 396.33*

*Ingreso del mes t por costos de inversión y proyectos del LAC: \$ 75.69 x (IPPt/IPPo)*

*Ingreso del mes t por costos del GMF del LAC : GMFLACt-1”*

En el anexo 2 se especifican estos costos.

## **4.4 Ingresos por venta de energía**

Los ingresos de un proyecto de generación están determinados por la venta de energía, la cual puede ser realizada a precios de bolsa o a través de contratos. La cantidad de energía a vender se debe estimar a partir de la proyección de la producción energética, de sus estrategias de comercialización y de los precios del mercado de energía tanto en bolsa como en contratos. (GIL, SMITH, & ANGEL, 2004).

### **4.4.1 Ingreso plantas menores**

Los proyectos de generación estudiados tienen un único ingreso correspondiente a la venta de energía en el Mercado de Energía Mayorista en Colombia de generación con plantas menores.

Según la definición de la Resolución CREG 086 de 1996 la generación con Plantas Menores: Es la generación producida con plantas con Capacidad Efectiva Neta (CEN)<sup>1</sup> menor a 20 MW, operadas por empresas generadoras, productores marginales o productores independientes de electricidad y que comercializan esta energía con terceros, o en el caso de las empresas integradas verticalmente, para abastecer total o parcialmente su mercado.

Las plantas menores tienen diferentes opciones de comercialización de la energía generada dependiendo su CEN. Estas se pueden clasificar en plantas menores con CEN menor de 10 MW o plantas menores con CEN mayor o igual a 10 MW y menor de 20

---

<sup>1</sup> Según la Resolución CREG 025 de 1995 la Capacidad Efectiva Neta (CEN) es la máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 1995).

MW. Ésta última opción es la que aplica a las plantas menores del este estudio (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 1996).

El artículo 1 de la Resolución CREG 039 de 2001 establece las siguientes opciones de venta de energía para las plantas menores con CEN mayor o igual a 10 MW y menor de 20 MW:

- “Estas plantas podrán optar por acceder al Despacho Central, en cuyo caso participarán en el Mercado Mayorista de electricidad. De tomar esta opción, deberán cumplir con la reglamentación vigente.
- En caso de que estas plantas menores no se sometan al Despacho Central, la energía generada por dichas plantas puede ser comercializada, así:
  1. La energía generada por una planta menor puede ser vendida a una comercializadora que atiende el mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista vinculación económica entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el Precio en la Bolsa de Energía en cada una de las horas correspondientes, menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado conforme a lo establecido en la Resolución CREG-005 de 2001.
  2. La energía generada por una planta menor puede ser ofrecida a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas empresas. En este caso y como está previsto en la Resolución CREG-020 de 1996, la adjudicación se efectúa por mérito de precio.
  3. La energía generada por una planta menor puede ser vendida, a precios pactados libremente, a los siguientes agentes: Generadores, o Comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados” (COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, 2001b).

Para el caso de las plantas menores que comercialicen su energía utilizando la opción 1 los ingresos generados de la venta de energía se calcularan teniendo en cuenta la siguiente ecuación:

$$\text{Ingresos} = (\text{Producción energía anual}) \cdot (\text{Precio bolsa}) - VR_{CERE} - FAZNI \quad \text{Ecuación 28}$$

#### 4.4.2 Precio de bolsa

Para la formación del precio de bolsa se consideró el costo marginal para la producción de energía, en los próximos 20 años correspondientes a la vida útil del proyecto, el cual fue obtenido de las corridas energéticas del MPODE realizadas por XM, administrador y operador del mercado de energía en Colombia (XM, 2013).

*“Los costos marginales arrojados por el modelo corresponden al precio sombra o multiplicador de Lagrange de la restricción de demanda del problema de despacho hidro – térmico. Da una señal del costo incremental de la función objetivo (costo operativo) cuando se incrementa marginalmente la demanda del sistema.*

*El costo marginal está expresado en US\$/MWh (US\$ constantes al inicio de la simulación). La estructura de costos de las térmicas NO incluye la componente del CEE (XM, 2013)”.*

Teniendo en cuenta que el costo marginal no contiene los costos asociados al CERE y el FAZNI éstos se deben incrementar al costo marginal obtenido. Por tanto, para simplificar los cálculos y considerando que los costos asociados al CERE y al FAZNI también se deben restar de los ingresos por venta de energía éstos no son tenidos en cuenta en el flujo de caja.

En la Figura 15 se muestra una gráfica obtenida de los valores arrojados por las corridas energéticas realizadas por XM en el programa MPODE.



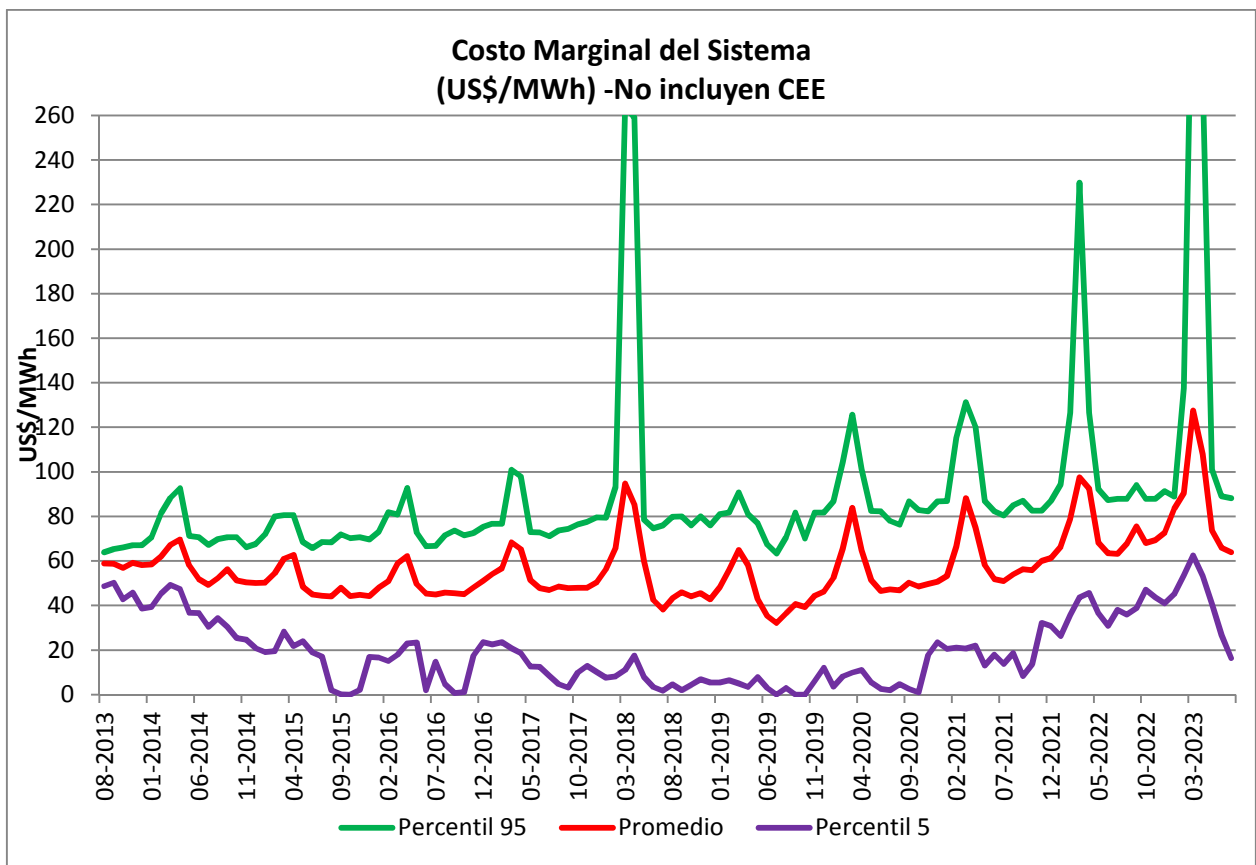


Figura 15. Corridas energéticas del MPODE, agosto de 2013.

Fuente: (XM, 2013)

Los resultados de las corridas energéticas y los supuestos utilizados se encuentran en el anexo 3.

Finalmente, los ingresos por venta de energía están determinados por la generación anual de energía del proyecto y el costo marginal de la energía, que en el caso de estudio corresponde al precio de bolsa.

## 5 Evaluación de un proyecto de inversión para la generación de energía eléctrica a partir de un parque eólico conectado a la red.

En el capítulo 4 se presentaron las herramientas a utilizar para realizar la valoración económica y financiera de proyectos de generación de menores conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Colombia.

En el presente capítulo se utilizan las herramientas descritas en el capítulo 4 para realizar el análisis financiero que permita determinar la viabilidad económica para invertir en un parque eólico en Colombia.

Para realizar la evaluación financiera es necesario conocer el costo de inversión inicial para la construcción del proyecto y los costos operativos y regulatorios los cuales deben ser inferiores a los beneficios que se obtienen de la venta de energía del proyecto.

### 5.1 Costo del parque eólico conectado a la red

El costo del parque eólico que se propone en este trabajo se obtiene de estimaciones del costo de inversión inicial para plantas de generación de electricidad publicado por U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013).

En la Tabla 21 se muestran los costos estimados para una instalación fotovoltaica de 100 MW y el costo total del proyecto por MW, éste último será el costo que se utilizará para este caso en particular.

Tabla 21. Costo de inversión estimado para un parque eólico de 100 MW (EIA, 2013).

Costo de inversión por categoría	Precio (Miles USD)
Obra civil (Materiales e instalación)	26.640
Suministro e instalación de equipos mecánicos	132.946
Suministro e instalación de equipos eléctricos	28.863
Costos indirectos del proyecto <sup>(1)</sup>	8.393
<b>Costos de Ingeniería, Compra y Construcción (EPC por sus siglas en ingles) antes de imprevistos y honorarios</b>	196.842
(+) Honorarios e imprevistos	12.007
<b>Total Proyecto (EPC)</b>	208.849
Costos propios	12.434
<b>Costo total del proyecto</b>	<b>221.283</b>
<b>Costo total del proyecto (EPC)/ kW</b>	<b>2,088</b>

(1) Incluye la ingeniería, los costos distribuibles, andamios, gestión de la construcción, y puesta en marcha.

Tabla 22. Costo de inversión estimado para un parque eólico de 12.000 kW (EIA, 2013)

Costo de inversión por categoría	Precio (COP planta 12. MW)	Precio (USD planta 12 MW)	Precio (USD/MW)	Precio (Miles USD planta 100 MW)
Obra civil (Materiales e instalación)	6.073.920.000	3.196.800	266.400	26.640
Suministro e instalación de equipos mecánicos	30.311.688.000	15.953.520	1.329.460	132.946
Suministro e instalación de equipos eléctricos	6.580.764.000	3.463.560	288.630	28.863
Costos indirectos del proyecto <sup>(1)</sup>	1.913.604.000	1.007.160	83.930	8.393
<b>Costos EPC antes de imprevistos y honorarios</b>	<b>44.879.976.000</b>	<b>23.621.040</b>	<b>1.968.420</b>	<b>196.842</b>
(+) Honorarios e imprevistos	2.737.596.000	1.440.840	120.070	12.007
<b>Total Proyecto EPC</b>	<b>47.617.572.000</b>	<b>25.061.880</b>	<b>2.088.490</b>	<b>208.849</b>

## 5.2 Costos de Operación y mantenimiento (O & M)

La estimación de las principales zonas de operación y mantenimiento de una instalación eólica terrestre incluyen el mantenimiento, reparación y reposición periódica de la caja de cambios, el aerogenerador, el generador eléctrico y el convertidor eléctrico.

Estos dispositivos suelen someterse a mantenimiento mayor cada cinco a siete años. En base a la experiencia reciente, la mayoría de los operadores de planta eólicas no tratan los costos O & M de forma variable y en consecuencia, todos estos costos que se indican a continuación se tratan como costos fijos. En la Tabla 23 se muestran los gastos de O & M para el parque eólico (EIA, 2013).

Tabla 23. Costos de O & M para un parque eólico (EIA, 2013)

Tecnología	Eólica (USD/kW)
Costos Fijos de operación y mantenimiento (O & M)	\$39.55/kW -year
Costos variables de operación y mantenimiento (O & M)	\$0/MWh

### 5.3 Financiación

La financiación del presupuesto de inversión se cubre con un préstamo hipotético cuya tasa de Interés es la DTF + 4 % anual, a 20 años de plazo, con 3 años de gracia.

La amortización para el préstamo requerido se calcula con los siguientes parámetros y se muestra en el flujo de caja:

Tabla 24. Parámetros de amortización del préstamo para financiar el parque eólico.

Datos	Valor
Estructura óptima de endeudamiento	0,7
Valor a financiar	\$33.332.300.400
Tasa de interés	DTF + 4%
Período de gracia	3 años
Número de pagos	20
Primer año de pago	2014

En la Tabla 25 se muestra el sistema de pago (endeudamiento).

Tabla 25. Amortización del préstamo para financiación del proyecto de generación eólico

AÑO	SALDO	PAGO	INTERESES	AMORTIZACIÓN
0	\$ 33.332.300.400,00	\$ -	\$ 2.686.583.412,24	\$ -
1	\$ 33.332.300.400,00	\$ -	\$ 2.686.583.412,24	\$ -
2	\$ 33.332.300.400,00	\$ -	\$ 2.686.583.412,24	\$ -
3	\$ 33.332.300.400,00	\$ -	\$ 2.686.583.412,24	\$ -
4	\$ 31.371.576.847,06	\$ 4.489.272.646,81	\$ 2.528.549.093,87	\$ 1.960.723.552,94
5	\$ 29.410.853.294,12	\$ 4.331.238.328,45	\$ 2.370.514.775,51	\$ 1.960.723.552,94
6	\$ 27.450.129.741,18	\$ 4.173.204.010,08	\$ 2.212.480.457,14	\$ 1.960.723.552,94
7	\$ 25.489.406.188,24	\$ 4.015.169.691,71	\$ 2.054.446.138,77	\$ 1.960.723.552,94
8	\$ 23.528.682.635,29	\$ 3.857.135.373,35	\$ 1.896.411.820,40	\$ 1.960.723.552,94
9	\$ 21.567.959.082,35	\$ 3.699.101.054,98	\$ 1.738.377.502,04	\$ 1.960.723.552,94
10	\$ 19.607.235.529,41	\$ 3.541.066.736,61	\$ 1.580.343.183,67	\$ 1.960.723.552,94
11	\$ 17.646.511.976,47	\$ 3.383.032.418,24	\$ 1.422.308.865,30	\$ 1.960.723.552,94
12	\$ 15.685.788.423,53	\$ 3.224.998.099,88	\$ 1.264.274.546,94	\$ 1.960.723.552,94
13	\$ 13.725.064.870,59	\$ 3.066.963.781,51	\$ 1.106.240.228,57	\$ 1.960.723.552,94
14	\$ 11.764.341.317,65	\$ 2.908.929.463,14	\$ 948.205.910,20	\$ 1.960.723.552,94

15	\$ 9.803.617.764,71	\$ 2.750.895.144,78	\$ 790.171.591,84	\$ 1.960.723.552,94
16	\$ 7.842.894.211,76	\$ 2.592.860.826,41	\$ 632.137.273,47	\$ 1.960.723.552,94
17	\$ 5.882.170.658,82	\$ 2.434.826.508,04	\$ 474.102.955,10	\$ 1.960.723.552,94
18	\$ 3.921.447.105,88	\$ 2.276.792.189,68	\$ 316.068.636,73	\$ 1.960.723.552,94
19	\$ 1.960.723.552,94	\$ 2.118.757.871,31	\$ 158.034.318,37	\$ 1.960.723.552,94
20	-\$ 0,00	\$ 1.960.723.552,94	-\$ 0,00	\$ 1.960.723.552,94

## 5.4 Ingresos por ventas de energía del proyecto de generación eólico

El proyecto de generación eólico del caso de estudio no será sometido a despacho central y sus ventas de energía están determinadas por el precio de bolsa.

Para la formación del precio de bolsa se consideró el costo marginal para la producción de energía, en los próximos 20 años correspondientes a la vida útil del proyecto, el cual fue obtenido de las corridas energéticas del MPODE realizadas por XM, administrador y operador del mercado de energía en Colombia (XM, 2013).

Finalmente, los ingresos por venta de energía están determinados por la generación anual de energía del proyecto eólico, obtenida en la Tabla 16 y el costo marginal de la energía, que en el caso de estudio corresponde al precio de bolsa.

## 5.5 Flujo de caja

Los siguientes datos son utilizados para la evaluación económica y financiera del proyecto:

Tabla 26. Información utilizada para la evaluación financiera del proyecto de generación eólico.

Datos	Valor
Capacidad instalada	12 MW
Producción anual de energía	41.248,82 MWh/Año
Año base	2014,0
Vida útil aerogeneradores	20 años
Costo del proyecto	25.061.880 USD
Costo de operación y mantenimiento (O&M)	39.550 USD/Mes
Método de depreciación	Línea recta
Valor de salvamento	10% del costo de inversión

En los anexo 5 y 6 se presenta el flujo de caja para las condiciones económicas citadas anteriormente. Los resultados se observan a continuación:

Tabla 27. Resultados valoración proyecto de generación eólico.

VARIABLE	VALOR
<b>WACC</b>	6,32 %
<b>Ks</b>	7,1%
<b>VPN</b>	\$22.352.620.894
<b>TIR proyecto</b>	10,65
<b>TIR inversionista</b>	13,61

Como se observa en la Tabla 27 se obtuvo una tasa interna de retorno del 10,25%, superior al WACC que es del 6,32%. Adicionalmente, se observa que para el inversionista el proyecto le genera valor, debido a que el costo de la deuda (7,1%) es menor que la TIR del inversionista, que es del 12,75 %. Por otra parte el VPN resultante del proyecto es de \$20.101.171.470. Lo que indica que un proyecto de estas características es rentable.

## 6 Evaluación de un proyecto de inversión para la generación de energía eléctrica a partir de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

En el capítulo 5 se realizó la evaluación económica y financiera para invertir en un parque eólico integrado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) colombiano. En el análisis realizado se obtuvo como resultado que el proyecto es rentable y que genera valor al inversionista dado que el costo de la deuda es inferior a la TIR del inversionista.

En este capítulo se realiza la evaluación económica para un proyecto de generación fotovoltaico para determinar la posibilidad de invertir en este tipo de proyectos en Colombia.

### 6.1 Costo de un sistema fotovoltaico conectado a la red

El costo del sistema fotovoltaico que se propone en este trabajo se obtiene de estimaciones del costo de capital para plantas de generación de electricidad publicado por U.S. Energy Information Administration (EIA, 2013).

En la

Tabla 28 se muestran los costos estimados para una instalación fotovoltaica de 20 MW y el costo total del proyecto por MW, éste último será el costo que se utilizará para este caso en particular.

Tabla 28. Costo de inversión estimado para una instalación fotovoltaica de 20 MW. Fuente: (EIA, 2013)

Costo de inversión por categoría	Precio (Miles USD)
Obra civil (Materiales e instalación)	14.200
Suministro e instalación de equipos mecánicos	36.500
Suministro e instalación de equipos eléctricos	10.900
Costos indirectos del proyecto <sup>(1)</sup>	5.100
<b>Costos de Ingeniería, Compra y Construcción (EPC por sus siglas en inglés) antes de imprevistos y honorarios</b>	66.700
(+) Honorarios e imprevistos	8.004
<b>Total Proyecto (EPC)</b>	74.704
Costos propios	8.964
<b>Costo total del proyecto</b>	<b>83.668</b>
<b>Costo total del proyecto (EPC)/ kW</b>	<b>3.735</b>

(1) Incluye la ingeniería, los costos distribuibles, andamios, gestión de la construcción, y puesta en marcha.

Tabla 29. Costo de inversión estimado para una instalación fotovoltaica de 12 MW. Fuente: (EIA, 2013).

Costo de inversión por categoría	Precio (COP planta 12 MW)	Precio (USD planta 12 MW)	Precio (USD/MW)	Precio (USD planta 20 MW)
Obra civil (Materiales e instalación)	16.188.000.000	8.520.000	710.000	14.200
Suministro e instalación de equipos mecánicos	41.610.000.000	21.900.000	1.825.000	36.500
Suministro e instalación de equipos eléctricos	12.426.000.000	6.540.000	545.000	10.900
Costos indirectos del proyecto <sup>(1)</sup>	5.814.000.000	3.060.000	255.000	5.100
<b>Costos EPC antes de imprevistos y honorarios</b>	<b>76.038.000.000</b>	<b>40.020.000</b>	<b>3.335.000</b>	<b>66.700</b>
(+) Honorarios e imprevistos	9.124.560.000	4.802.400	400.200	8.004
<b>Total Proyecto EPC</b>	<b>85.162.560.000</b>	<b>44.822.400</b>	<b>3.735.200</b>	<b>74.704</b>

## 6.2 Costos de Operación y mantenimiento (O & M)

Los elementos importantes de operación y mantenimiento de una instalación fotovoltaica incluyen el mantenimiento periódico del inversor y el lavado periódico de los paneles. En general, los costos de O & M son costos fijos como se muestran a continuación (EIA, 2013):

Tabla 30. Costos de O & M para una instalación fotovoltaica (EIA, 2013)

Tecnología	Fotovoltaica (USD/kW)
Costos Fijos de operación y mantenimiento (O & M)	\$27.75/kW-year
Costos variables de operación y mantenimiento (O & M)	\$0/MWh

## 6.3 Financiación

La financiación del presupuesto de inversión se cubre con un préstamo hipotético cuya tasa de Interés es la DTF + 4 % anual, a 20 años de plazo, con 3 años de gracia.

La amortización para el préstamo requerido se calcula con los siguientes:



Tabla 31. Parámetros de amortización del préstamo para financiar el proyecto de generación fotovoltaico.

Datos	Valor
Estructura óptima de endeudamiento	0,7
Valor a financiar	\$ 59.613.792.000,00
Tasa de interés	DTF + 4%
Período de gracia	3 años
Número de pagos	20
Primer año de pago	2014

En la Tabla 32 se muestra el sistema de pago (endeudamiento).

Tabla 32. Amortización del préstamo para financiación del proyecto de generación fotovoltaico

AÑO	SALDO	PAGO	INTERESES	AMORTIZACIÓN
0	\$ 59.613.792.000,00	\$ -	\$ 5.359.279.900,80	\$ -
1	\$ 59.613.792.000,00	\$ -	\$ 5.359.279.900,80	\$ -
2	\$ 59.613.792.000,00	\$ -	\$ 5.359.279.900,80	\$ -
3	\$ 59.613.792.000,00	\$ -	\$ 5.359.279.900,80	\$ -
4	\$ 56.904.074.181,82	\$ 7.825.394.087,13	\$ 5.115.676.268,95	\$ 2.709.717.818,18
5	\$ 54.194.356.363,64	\$ 7.581.790.455,27	\$ 4.872.072.637,09	\$ 2.709.717.818,18
6	\$ 51.484.638.545,45	\$ 7.338.186.823,42	\$ 4.628.469.005,24	\$ 2.709.717.818,18
7	\$ 48.774.920.727,27	\$ 7.094.583.191,56	\$ 4.384.865.373,38	\$ 2.709.717.818,18
8	\$ 46.065.202.909,09	\$ 6.850.979.559,71	\$ 4.141.261.741,53	\$ 2.709.717.818,18
9	\$ 43.355.485.090,91	\$ 6.607.375.927,85	\$ 3.897.658.109,67	\$ 2.709.717.818,18
10	\$ 40.645.767.272,73	\$ 6.363.772.296,00	\$ 3.654.054.477,82	\$ 2.709.717.818,18
11	\$ 37.936.049.454,55	\$ 6.120.168.664,15	\$ 3.410.450.845,96	\$ 2.709.717.818,18
12	\$ 35.226.331.636,36	\$ 5.876.565.032,29	\$ 3.166.847.214,11	\$ 2.709.717.818,18
13	\$ 32.516.613.818,18	\$ 5.632.961.400,44	\$ 2.923.243.582,25	\$ 2.709.717.818,18
14	\$ 29.806.896.000,00	\$ 5.389.357.768,58	\$ 2.679.639.950,40	\$ 2.709.717.818,18
15	\$ 27.097.178.181,82	\$ 5.145.754.136,73	\$ 2.436.036.318,55	\$ 2.709.717.818,18
16	\$ 24.387.460.363,64	\$ 4.902.150.504,87	\$ 2.192.432.686,69	\$ 2.709.717.818,18
17	\$ 21.677.742.545,45	\$ 4.658.546.873,02	\$ 1.948.829.054,84	\$ 2.709.717.818,18
18	\$ 18.968.024.727,27	\$ 4.414.943.241,16	\$ 1.705.225.422,98	\$ 2.709.717.818,18
19	\$ 16.258.306.909,09	\$ 4.171.339.609,31	\$ 1.461.621.791,13	\$ 2.709.717.818,18
20	\$ 13.548.589.090,91	\$ 3.927.735.977,45	\$ 1.218.018.159,27	\$ 2.709.717.818,18
21	\$ 10.838.871.272,73	\$ 3.684.132.345,60	\$ 974.414.527,42	\$ 2.709.717.818,18
22	\$ 8.129.153.454,55	\$ 3.440.528.713,75	\$ 730.810.895,56	\$ 2.709.717.818,18
23	\$ 5.419.435.636,36	\$ 3.196.925.081,89	\$ 487.207.263,71	\$ 2.709.717.818,18

24	\$ 2.709.717.818,18	\$ 2.953.321.450,04	\$ 243.603.631,85	\$ 2.709.717.818,18
25	\$ 0,00	\$ 2.709.717.818,18	\$ 0,00	\$ 2.709.717.818,18

## 6.4 Ingresos por ventas de energía del proyecto de generación fotovoltaico

El proyecto de generación fotovoltaico del caso de estudio no será sometido a despacho central y sus ventas de energía están determinadas por el precio de bolsa.

Igual que en el proyecto de generación fotovoltaico, para la formación del precio de bolsa se consideró el costo marginal para la producción de energía, en los próximos 20 años correspondientes a la vida útil del proyecto, el cual fue obtenido de las corridas energéticas del MPODE realizadas por XM, administrador y operador del mercado de energía en Colombia (XM, 2013).

Finalmente, los ingresos por venta de energía están determinados por la generación anual de energía del proyecto fotovoltaico, obtenida en la Tabla 19 y el costo marginal de la energía, que en el caso de estudio corresponde al precio de bolsa.

## 6.5 Flujo de caja

Los siguientes datos son utilizados para la evaluación económica y financiera del proyecto:

Tabla 33. Información utilizada para la evaluación financiera del proyecto de generación fotovoltaico.

Datos	Valor
Capacidad instalada	12 MW
Producción anual de energía	22.198,3 MWh/Año
Año base	2014,0
Vida útil aerogeneradores	20 años
Costo del proyecto	50.200.800 USD
Costo de operación y mantenimiento (O&M)	27.750 USD/Mes
Método de depreciación	Línea recta
Valor de salvamento	10% del costo de inversión

En los anexo 7 y 8 se presenta el flujo de caja para las condiciones económicas citadas anteriormente. Los resultados se observan a continuación:

Tabla 34. Resultados valoración proyecto de generación fotovoltaico.

VARIABLE	VALOR
<b>WACC</b>	6,32 %
<b>Ks</b>	7,1%
<b>VPN</b>	-\$ 60.607.595.465
<b>TIR proyecto</b>	-4,85%
<b>TIR inversionista</b>	NEGATIVA

Como se puede observar en la Tabla 34 se obtiene una tasa interna de retorno del proyecto y del inversionista negativas. Por otra parte el VPN resultante del proyecto es de -\$70.219.280.540. Lo que indica que un proyecto de estas características no es económicamente viable en Colombia.

## 7 Comparación de resultados

En este capítulo se comparan los resultados obtenidos en la caracterización y el análisis económico para determinar la posibilidad de invertir en Colombia en proyectos de generación a partir de fuentes de energía eólica y solar.

Supuestos:

- Se consideró la misma ubicación de los proyectos.
- Se analizaron dos proyectos con la misma potencia instalada, 12 MW.
- Los costos de inversión inicial y costos de operación y mantenimiento son tomados con referencia en Estados Unidos y son trasladado a Colombia sin ningún factor incremental.
- No se considera ninguna exoneración arancelaria, ni de IVA a la importación.
- No se considera que el proyecto podría tener apoyo de fondos mundiales destinados a la mejora del medio ambiente por los beneficios ambientales del proyecto, como reducción de emisiones gaseosas de CO<sub>2</sub>.

### 7.1 Caso base

La comparación de los proyectos que se presenta a continuación se realiza con los resultados de los análisis realizados en los capítulos 6 y 7.

#### **Energía generada y entregada a la red anual.**

En la Figura 16 se observa que la energía generada cada uno de los meses del año por un proyecto fotovoltaico de 12 MW varía entre 1.600 y 2.050 MWh mientras que un parque eólico de la misma capacidad puede entregar a la red en promedio 4.067 MWh de energía, (en el capítulo 2 se obtuvo la energía promedio anual generada por el proyecto eólico, no se discriminó por los meses del año. Por tanto, en el gráfico aparece constatare la energía en cada uno de los meses) esto corresponde a el doble de la energía entregada por el proyecto fotovoltaico.

En el capítulo 2 se describió el cálculo para obtener la energía entregada a la red por una instalación fotovoltaica la cual depende directamente de la irradiación de la zona en la que está ubicada la instalación la cual a su vez está relacionada con las horas del día donde los rayos del sol presentan su mayor intensidad. Esto se refleja en la energía entregada a la red, mientras el parque eólico puede generar durante todo el día, la instalación fotovoltaica sólo genera en las horas de sol, esto explica la diferencia en la generación de las dos tecnologías.

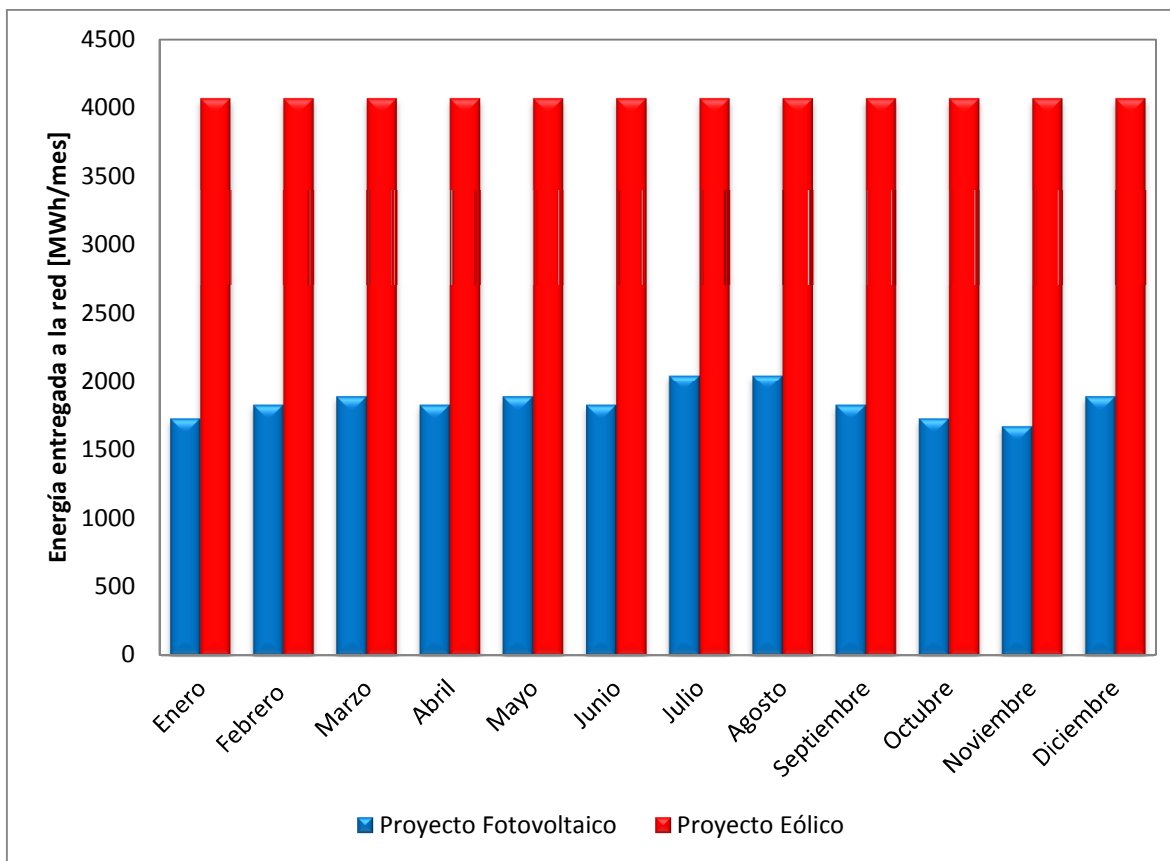


Figura 16. Energía mensual entregada a la red proyecto eólico y fotovoltaico.  
Fuente: Elaboración propia

### Inversión inicial estimada

En la Figura 17 se observa gráficamente que la inversión inicial requerida para poner en funcionamiento el proyecto fotovoltaico es considerablemente mayor que la inversión inicial del proyecto eólico. Esto constituye una diferencia del 41 % del costo del proyecto fotovoltaico por encima del proyecto eólico. Esta diferencia se puede representar en menos nivel de endeudamiento para el inversionista.

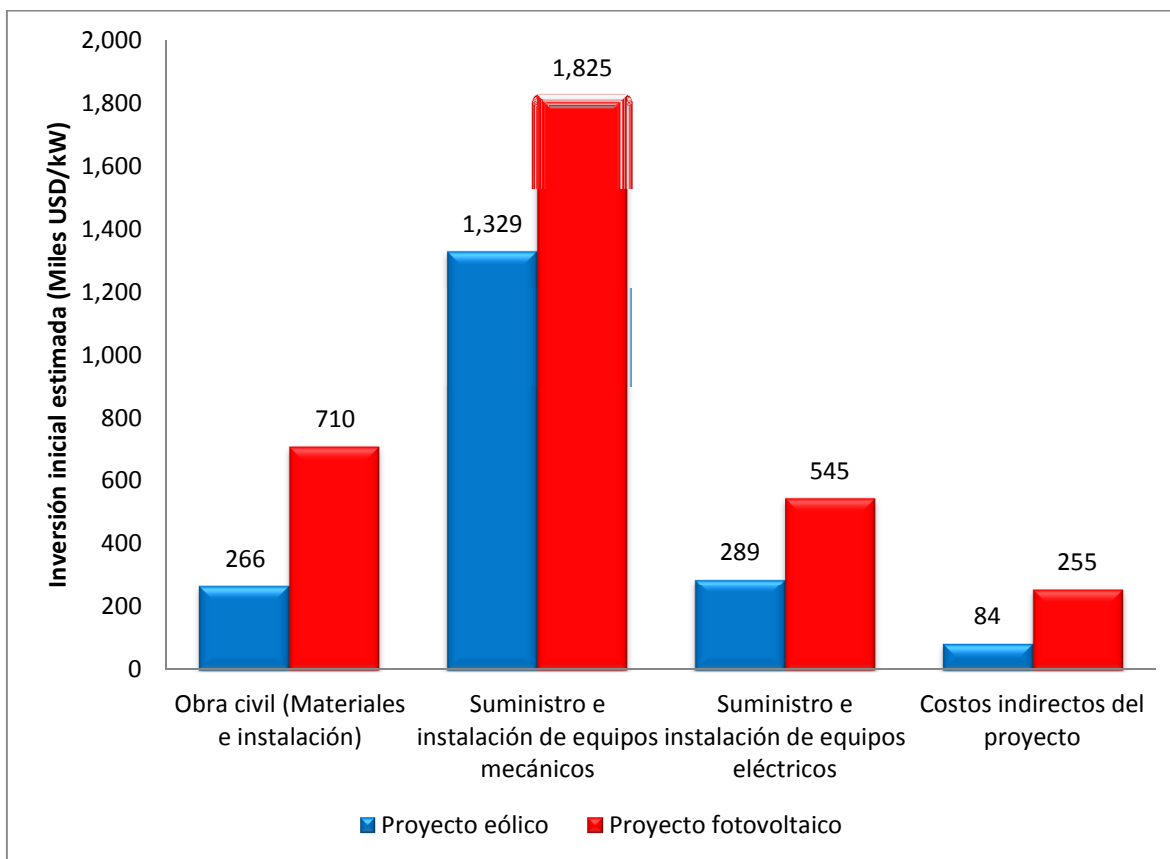


Figura 17. Inversión inicial estimada proyecto eólico y fotovoltaico.  
Fuente: Elaboración propia

## Flujo de caja

En la Figura 18 y Figura 19 se presentan el flujo de caja libre de los proyectos eólico y fotovoltaico respectivamente. Gráficamente se observa que la inversión inicial del proyecto fotovoltaico es casi el doble del proyecto eólico (es 41% superior). Por su parte los flujos de caja de los siguientes 20 años del proyecto eólico se encuentran por encima de los \$4.000 millones de pesos anual y en algunos casos cercanos a los \$8.000 millones de pesos mientras que en el caso del proyecto fotovoltaico se encuentra alrededor de \$2.000 millones de pesos.

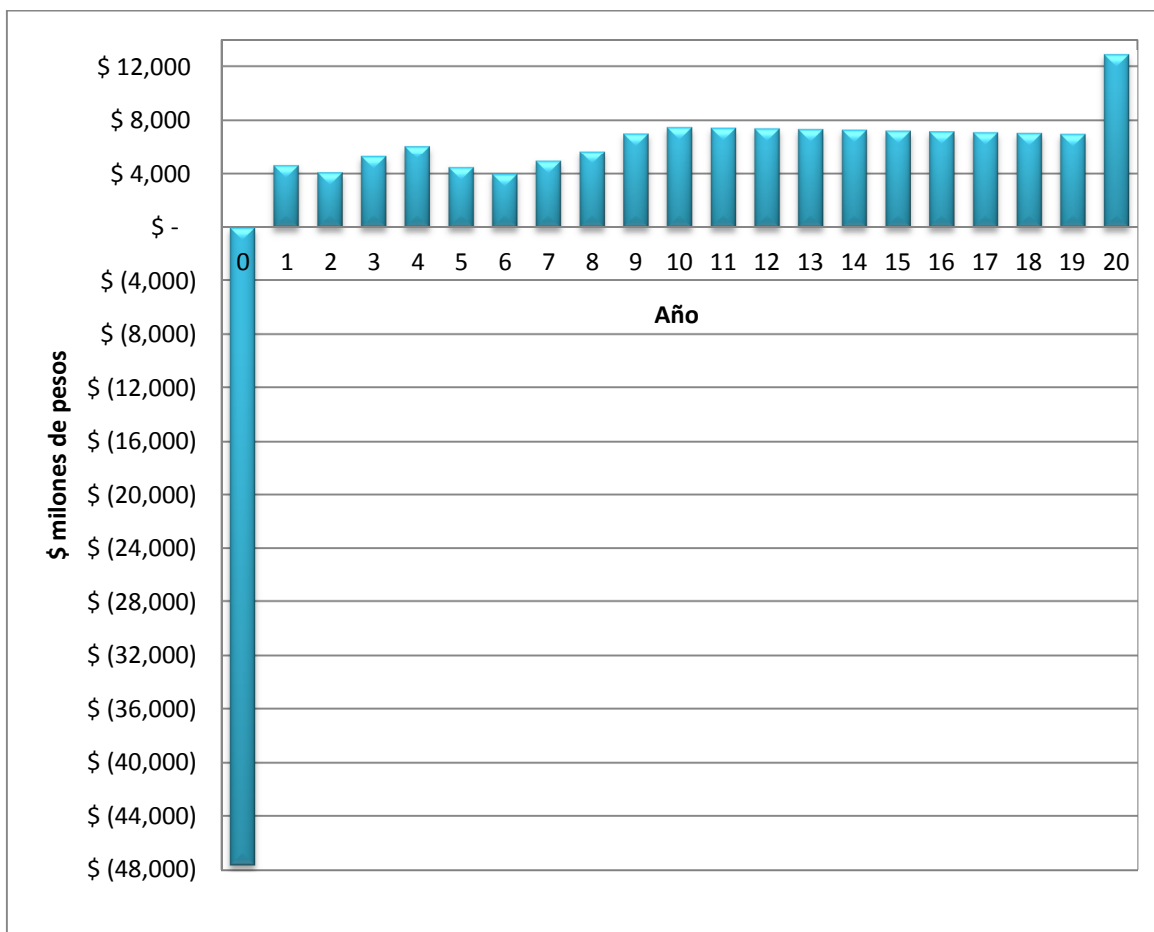


Figura 18. Flujo de caja libre proyecto eólico.  
Fuente: Elaboración propia

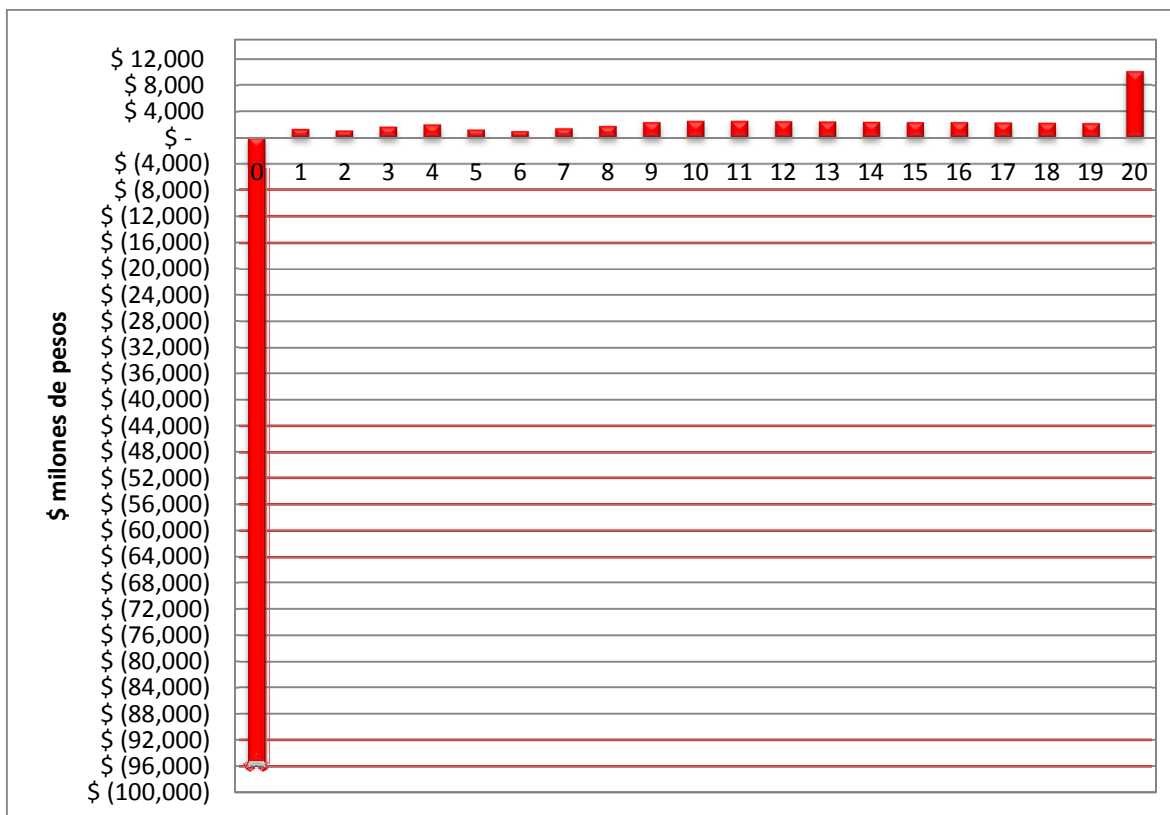


Figura 19. Flujo de caja libre proyecto fotovoltaico.

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 35 se observan los resultados de proyectos analizados. Teniendo en cuenta las condiciones utilizadas en los casos de estudio en Colombia no se ve pertinente, desde el punto de vista económico, la instalación de un proyecto fotovoltaico debido a que se generaría pérdidas como se observa en un valor presente neto negativo y una tasa interna de retorno (TIR) negativa.

Por otra parte, la TIR del proyecto eólico es superior al WACC lo que es un indicador de la viabilidad del proyecto. Adicionalmente, se observa que el proyecto le genera valor al inversionista debido a que el costo de la deuda es menor que la TIR inversionista, por tal motivo el proyecto resulta atractivo para invertir.



Tabla 35. Variables para determinar la rentabilidad de los proyectos

VARIABLE	Valores Proyecto eólico	Valores Proyecto fotovoltaico
<b>WACC</b>	6,32%	6,32%
<b>Ks</b>	7,10%	7,10%
<b>VPN</b>	\$22.352.620.894	-\$ 60.607.595.465
<b>TIR proyecto</b>	10,25%	-4,85%
<b>TIR inversionista</b>	12,75%	NEGATIVA

## 7.2 Análisis de sensibilidades

Teniendo en cuenta que el proyecto de generación fotovoltaica no es económicamente viable con las condiciones dadas, se realizaron sensibilidades a los costos de inversión y al precio de venta de la energía respecto a los cálculos realizados en el capítulo 6.

### Sensibilidad respecto al costo inicial del proyecto fotovoltaico

Para determinar el cambio en la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto fotovoltaico respecto a cambios en el valor de la inversión inicial requerida para la construcción del proyecto fotovoltaico de 12 MW se tomaron valores entre el 90% y el 20% del costo de la inversión inicial actual, que corresponde a \$85.162.560.000 de pesos.

En la Tabla 36 se observa que el proyecto comienza a tener una TIR positiva para valores del costo de la inversión inicial del orden del 50% de lo que cuesta actualmente construir este tipo de instalaciones. Si se compara este valor, \$42.581.280.000, con el costo inicial del proyecto eólico se encuentra que son muy cercanos. Sin embargo, si se compara con el proyecto eólico éste sigue teniendo rendimientos más altos. Esto se debe a que el proyecto eólico genera el doble de lo que genera el proyecto fotovoltaico, lo que trae consigo ingresos superiores.

Sin embargo, para un costo de inversión inicial de \$42.581.280.000 pesos el proyecto aún no es económicamente viable dado que la TIR no supera el WACC calculado, el cual es del 6.32 %. Por lo tanto, se requiere que el costo de inversión inicial del proyecto

disminuya a valores menores de \$25.548.768.000 pesos para que el proyecto empiece a generar valor.

Tabla 36. Sensibilidad respecto al costo inicial.

Porcentaje respecto a la inversión inicial del caso base	Inversión inicial	TIR proyecto	VPN proyecto	TIR inversionista
90%	\$ 76.646.304.000	-4%	- \$ 51.952.167.082	Negativo
80%	\$ 68.130.048.000	-3%	-\$43.296.738.698	Negativo
70%	\$ 59.613.792.000	-2%	-\$34.641.310.314	Negativo
60%	\$ 51.097.536.000	-1%	-\$25.985.881.930	Negativo
50%	\$ 42.581.280.000	1%	-\$17.330.453.546	-11%
40%	\$ 34.065.024.000	3%	-\$8.675.025.163	-4%
30%	\$ 25.548.768.000	6%	-\$19.596.779	4%
20%	\$ 17.032.512.000	12%	\$8.635.831.605	18%

En la Figura 20 se observa la tendencia gráfica de variación de la TIR del proyecto en la medida que el costo inicial de inversión es menor.

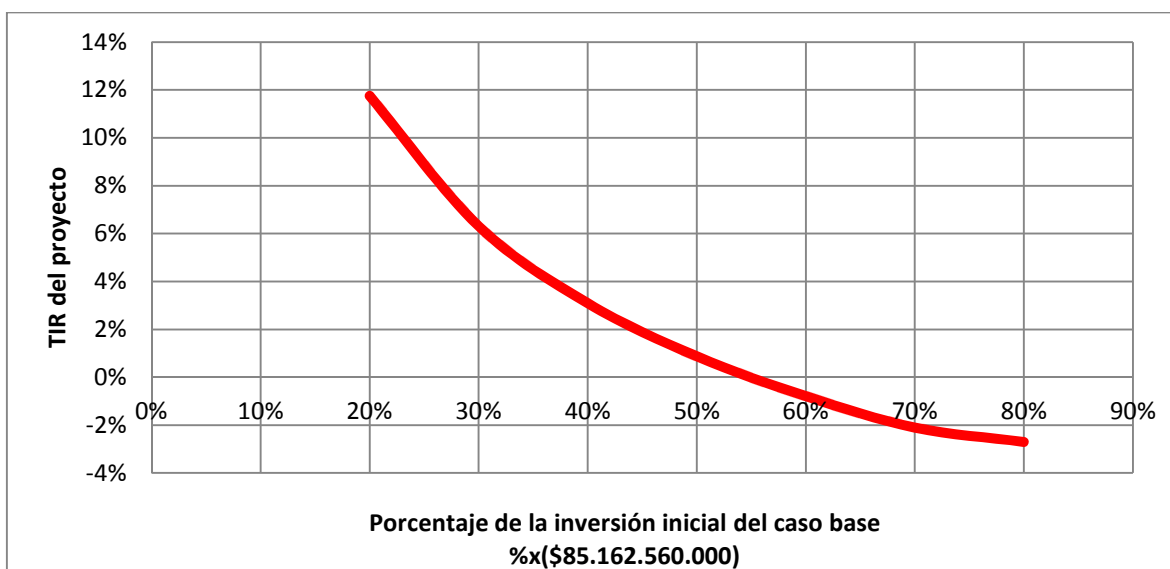


Figura 20. Variación de la TIR del proyecto fotovoltaico para diferentes valores de costo inicial del proyecto.

La Figura 21 y la Figura 22 muestran la variación del VPN y la TIR del inversionista respecto a cambios en el costo de inversión inicial del proyecto. Se observan que tienen la misma tendencia.

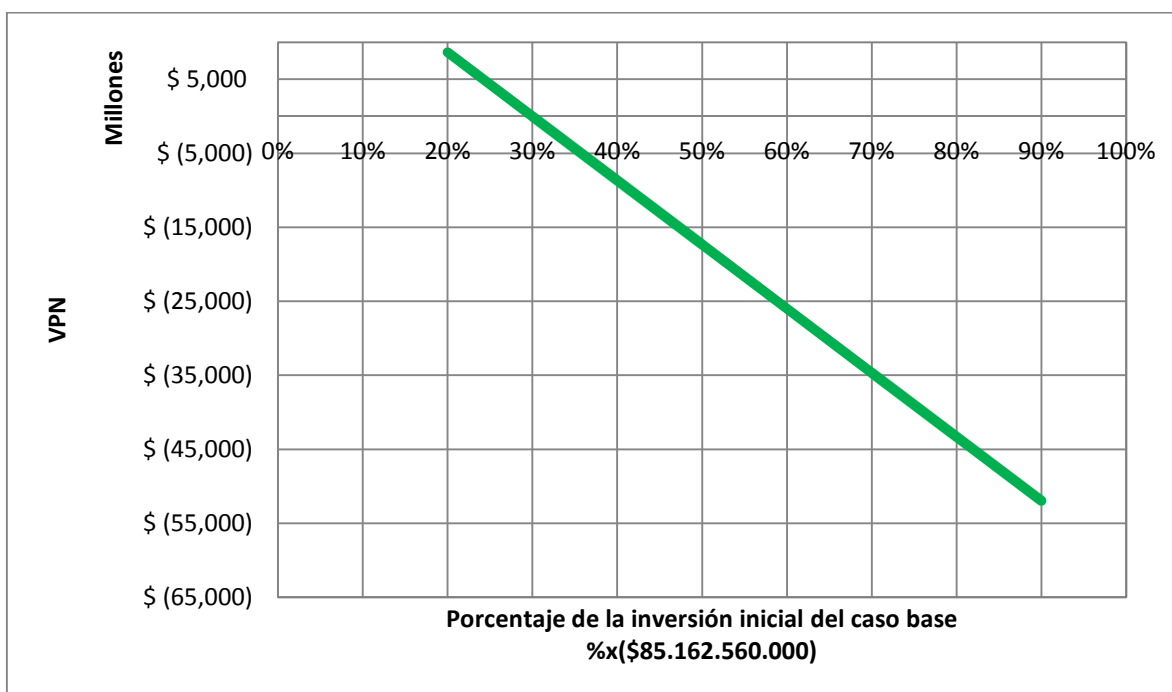


Figura 21. Variación de VPN del proyecto fotovoltaico para diferentes valores de costo inicial del proyecto.

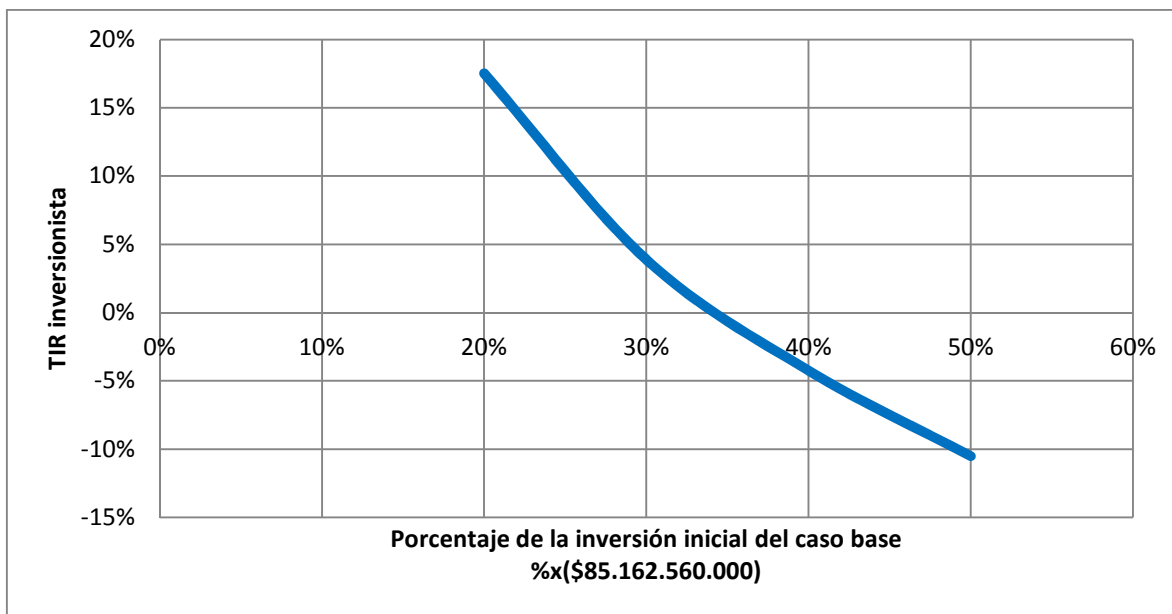


Figura 22. Variación de la TIR del inversionista para diferentes valores de costo inicial del proyecto fotovoltaico.

### Sensibilidad respecto al precio de venta de la energía

La estrategia de comercialización de la energía influye directamente en los beneficios que se pueden tener en el proyecto. El generador puede optar por vender la energía en contratos a precios pactados libremente. Por lo tanto, en este análisis se realizaron variaciones del precio de la energía, como se observa en la Tabla 37, encontrando que aún para precios de venta de la energía muy altos el proyecto no es económicamente viable y la TIR del inversionista no alcanza valores positivos. En la Figura 23 y en la Figura 24 se observa gráficamente esta relación.

Tabla 37. Sensibilidad respecto al precio de venta de la energía.

Precio de venta de la energía (\$/MWh)	TIR proyecto	VPN proyecto	TIR inversionista
\$152.600	-3,7%	\$ (52.334.061.723,51)	Negativo
\$171.675	-2,3%	\$ (46.527.875.044,13)	Negativo
\$190.750	-1,0%	\$ (40.721.688.364,75)	Negativo
\$209.825	0,2%	\$ (34.915.501.685,37)	Negativo
\$228.900	1,4%	\$ (29.109.315.005,98)	Negativo
\$247.975	2,4%	\$ (23.303.128.326,60)	Negativo
\$267.050	3,5%	\$ (17.496.941.647,22)	Negativo

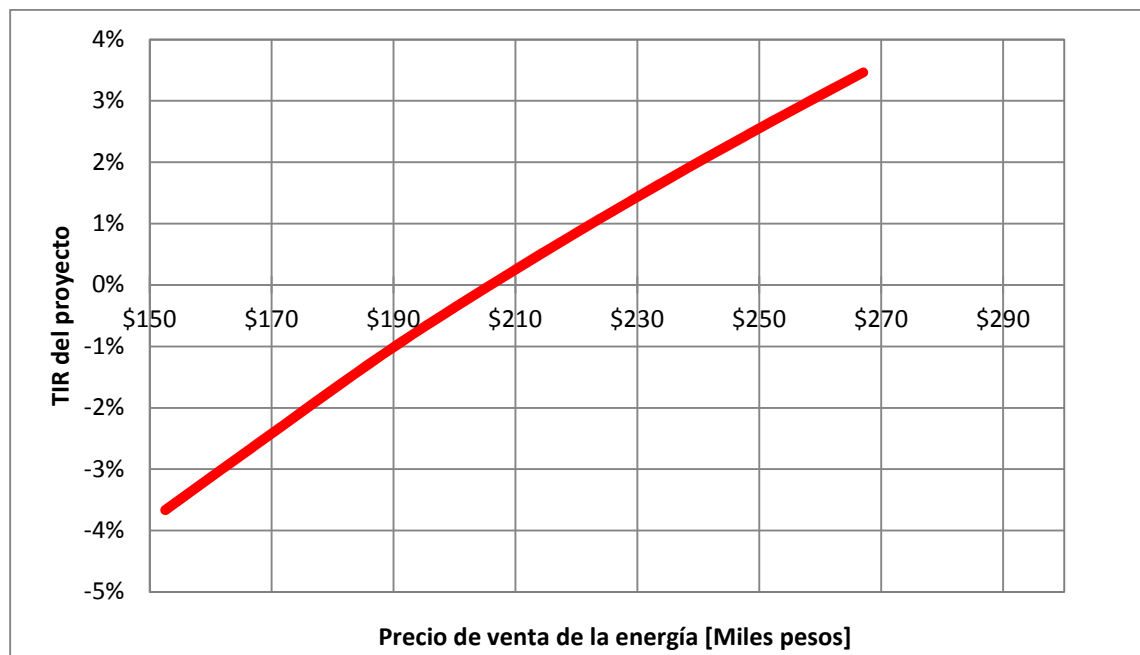


Figura 23. Variación de la TIR del proyecto fotovoltaico respecto al precio de venta de la energía.

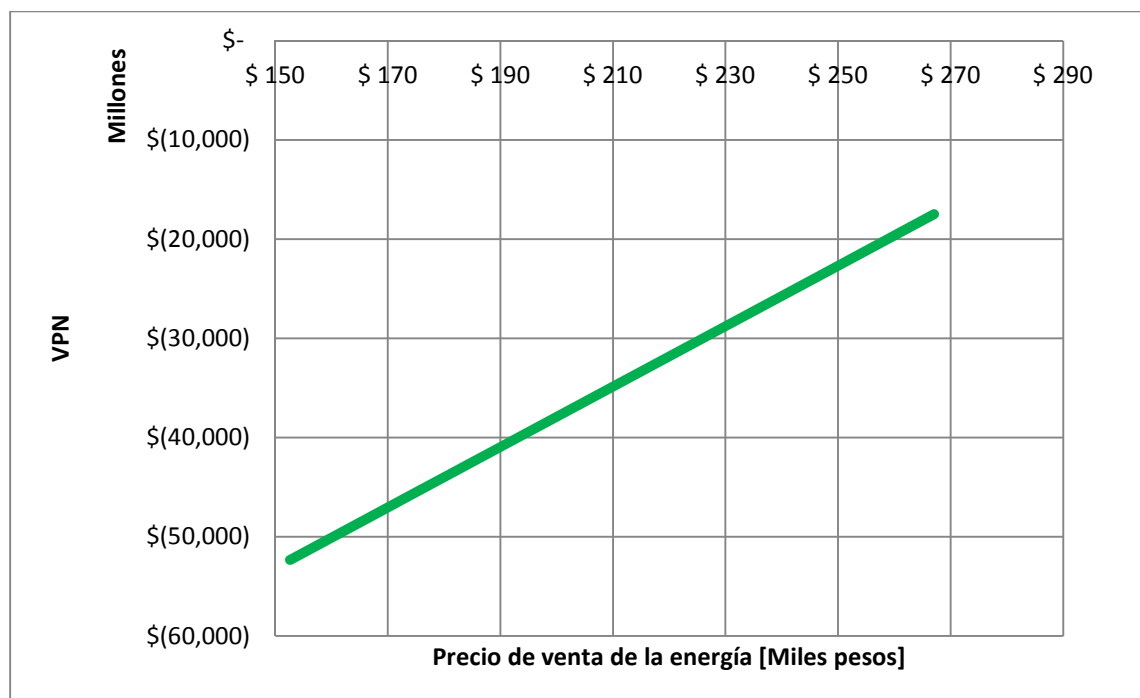


Figura 24. Variación de VPN del proyecto fotovoltaico para diferentes valores de venta de la energía.

## 8 Conclusiones

El alcance del este proyecto se limitó a caracterizar dos proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía eólica y solar, tomando como casos de estudios para analizar la generación de un parque eólico y una instalación fotovoltaica conectadas al sistema interconectado nacional colombiano. Adicionalmente se realizó un análisis económico utilizando modelos financieros para determinar la pertinencia de invertir en este tipo de proyectos en Colombia, sin incluir incentivos ni venta de certificados MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpio). A continuación se presentan las conclusiones de este trabajo final de maestría:

- Se evidencia en el mundo un importante desarrollo en los últimos años en la producción de energía a partir de fuentes de energías renovables potenciándose cada vez los parques eólicos y las instalaciones fotovoltaicas conectadas a los sistemas interconectados. Sin embargo, en Colombia este tipo de instalaciones no se han incorporado al sistema a gran escala. Por lo tanto, es necesario que los entes regulatorios en Colombia impulsen el desarrollo de este tipo de tecnologías facilitando su ingreso al mercado energético nacional.
- La instalación fotovoltaica requiere una inversión inicial varias veces mayor que la inversión inicial de un proyecto eólico de las mismas características ubicado en la misma zona, el cual puede generar dos veces la misma cantidad de energía en el año, esto se evidencia en el hecho de que la máxima generación de energía en una instalación fotovoltaica se obtiene en las horas de sol, y no durante todo el día como en un parque eólico.
- Con el gran avance tecnológico de los sistemas de generación fotovoltaica y con una muy probable disminución de costos en los próximos años, la capacidad instalada fotovoltaica en Colombia debería incrementarse. Sin lugar a dudas en nuestro país, por su alta disponibilidad de radiación solar, adicionada la alta dependencia de los recursos hídricos y su vulnerabilidad ante fenómenos hidrológicos, como es el caso del fenómeno del niño, se tendrá que ir avanzando en la elaboración y puesta en marcha de políticas tendientes al desarrollo de esta forma de abastecimiento de energía, diversificando de esta manera las fuentes energéticas disponibles en el país.

- El desarrollo de instalaciones eólicas y solares promueve el uso continuo de fuentes de energía limpia en Colombia, en particular en la región norte, donde en la actualidad el parque de generación es en su mayoría térmico. Sin embargo, aún se ve la necesidad de subsidios para competir en precios y para promocionar la inversión en este tipo de tecnologías y garantizar la creación de un mercado sostenible de energía solar desde la perspectiva de una empresa generadora.
- Siendo optimistas en cuanto al surgimiento aplicaciones de generación de este tipo en Colombia se requiere a su vez el desarrollo de técnicas de pronóstico preciso de los vientos e incidencia solar, de apoyo técnico y financiero para las actividades vinculadas con la estimación de recursos eólicos y solares.
- Se utilizaron herramientas clásicas de análisis económico. El método utilizado para calcular las variables para determinar la rentabilidad de los proyectos, el descuento de Flujo de Caja libre, se ajustó de forma satisfactoria al perfil de negocio de venta de la energía generada por instalaciones fotovoltaicas y parques eólicos. Este método también permite reflejar el impacto de las posibles cambios de las distintas variables en la rentabilidad y el valor del proyecto.
- El creciente desarrollo de tecnologías de generación fotovoltaica conectadas a la red a nivel mundial contrasta con el incipiente desarrollo en Colombia, lo cual se reafirma con los resultados obtenidos en este trabajo, donde evidentemente no son rentables las instalaciones de generación de este tipo y dan muestra de que existe una gran dependencia de la rentabilidad de este tipo de proyectos de factores económicos externos (ventas de certificados de MDL, apoyos mundiales, exoneración de pago de impuestos) que de los costos propios del sistema.

## **8.1 Objetivos alcanzados**

### **Objetivo 1**

#### **Caracterizar dos proyectos típicos de generación eólica y solar.**

Se logró caracterizar un parque eólico típico de 12 MW y determinar la energía que el parque sería capaz de entregar al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para ello se utilizó la característica del viento en la zona de ubicación, la temperatura y densidad

media del aire en el lugar de emplazamiento, entre otros. Se obtuvo la probabilidad del viento en la zona utilizando la distribución de Weibull y con la curva de potencia de los aerogeneradores se estimó la energía anual esperada del parque eólico.

Por su parte, la energía esperada de una instalación fotovoltaica depende de diversas variables: unas asociadas con las características propias del sistema instalado, como son el tamaño, la ubicación, la orientación, y otras, relacionadas con la variabilidad de la fuente energética, como la irradiación solar. Por lo tanto, se hace necesario contar con información actualizada de la disponibilidad del recurso energético solar y de las variables que lo caracterizan. En este trabajo final de maestría se logró caracterizar un proyecto típico e hipotético de generación solar con tecnología fotovoltaica empleando expresiones analíticas y procedimientos que dieron como resultado el diseño y energía esperada de la instalación fotovoltaica propuesta en el caso de estudio.

## **Objetivo 2**

**Realizar un análisis económico, basado en métodos y modelos financieros, para la toma de decisiones de inversión en tecnologías de generación eólica y solar en Colombia, aplicado a los proyectos caracterizados.**

El análisis económico realizado al proyecto típico de generación eólica de 12 MW conectado a la red indica que la realización de estos proyectos en Colombia es rentable. Se obtuvo una TIR de 10,25 % superior al WACC que es del 6,32 %. Así mismo la TIR del inversionista (12,75%) es superior al costo de la deuda (7,1%), en caso de financiar el 70%.

El análisis económico ha demostrado que con los costos actuales de inversión inicial requerida para la conexión a la red de sistemas fotovoltaicos es no es rentable realizar este tipo de proyectos. Se obtienen valores de TIR negativas y cuando se hacen sensibilidades disminuyendo el costo de la inversión inicial se obtienen TIR por debajo del WACC del proyecto y VPN negativo para la mayoría de los escenarios.

Un aumento en el precio de venta de la energía durante la vida útil de las instalaciones, lo cual se puede obtener con buenas estrategias de comercialización, mejora los ingresos anuales. Sin embargo, esto no es suficiente para hacer este tipo de proyectos atractivo para inversionistas en Colombia.



## **9 Anexos**

## Anexo 1. Curva de potencia aerogenerador E82 2000 kW, ENERCON



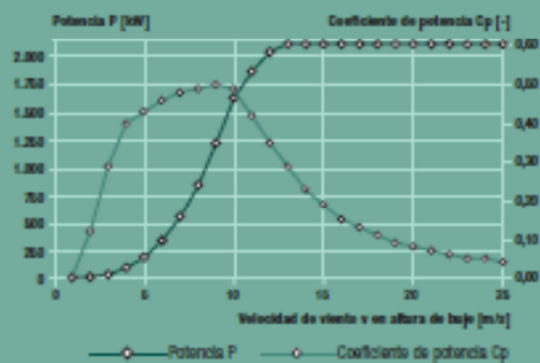
# E82

2.000 kW



12

## Curva de potencia calculada



Viento [m/s]	Potencia P [kW]	Coeficiente de potencia $C_p$ [-]
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50
10	1.580,0	0,49
11	1.810,0	0,42
12	1.980,0	0,35
13	2.050,0	0,29
14	2.050,0	0,23
15	2.050,0	0,19
16	2.050,0	0,15
17	2.050,0	0,13
18	2.050,0	0,11
19	2.050,0	0,09
20	2.050,0	0,08
21	2.050,0	0,07
22	2.050,0	0,06
23	2.050,0	0,05
24	2.050,0	0,05
25	2.050,0	0,04

$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$

Para más información sobre la curva de potencia ENERCON, consulta la última página.

## Datos técnicos E-82 E2

Potencia nominal:	2000 kW
Diámetro del rotor:	82 m
Altura de buje:	78 m / 85 m / 98 m / 108 m / 138 m
Zona de viento (sólo Alemania):	Zona de viento III
Clase de viento (IEC):	IEC/NW 1A

**Concepto de aerogenerador:** Sin multiplicadora, velocidad variable  
Sistema de control del ángulo de paso (Pitch)

### Rotor

Tipo:	Rotor a barilevento con control del ángulo de paso activo
Sentido de rotación:	Agujas del reloj
Número de palas:	3
Área barrida:	5.281 m <sup>2</sup>
Composición de las palas:	GRP (resina epoxi); protección contra rayos integrada
Velocidad:	Variable, 6 – 18 rpm
Control del ángulo de paso (Pitch):	Un sistema independiente de control del ángulo de paso en cada una de las palas ENERCON con suministro de energía de emergencia

### Generador con sistema de transmisión

Buje:	Rígido
Rodamiento principal:	Rodamiento de dos hileros de rodillos cónicos / Rodamiento cilíndrico
Generador:	Generador síncrono en anillo ENERCON con acoplamiento directo

### Sistema de conexión a red:

#### Sistemas de frenado:

Convertidor ENERCON  
– 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso con suministro de energía de emergencia  
– Freno mecánico de rotor  
– Bloqueo de rotor

### Sistema de control de orientación:

Activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas

### Velocidad de desconexión:

28 – 34 m/s

### Sistema de control remoto:

(con control de ráfagas\* ENERCON) ENERCON SCADA

\*Para más información sobre el sistema de control de ráfagas ENERCON, consulte la última página.



- 1 Soporte principal
- 2 Motor de orientación
- 3 Generador en anillo
- 4 Adaptador de la pala
- 5 Buje del rotor
- 6 Pala

## Anexo 2. Gastos regulatorios CND, el ASIC y el LAC

Concepto	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
costos operativos del CND:	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161
costos de inversión y proyectos del CND	203	300	340	169	252	252	252	252	252	252
costos operativos del ASIC :	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118
costos de inversión y proyectos del ASIC:	165	244	277	137	205	205	205	205	205	205
costos del GMF del ASIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
costos operativos del LAC:	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
costos de inversión y proyectos del LAC:	61	90	102	51	76	76	76	76	76	76
costos del GMF del LAC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4.103.888.670	4.308.819.583	4.395.093.538	4.032.589.805	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000

Concepto	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
costos operativos del CND:	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161	2.161
costos de inversión y proyectos del CND	252	252	252	252	252	252	252	252	252	252
costos operativos del ASIC :	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118	1.118
costos de inversión y proyectos del ASIC:	205	205	205	205	205	205	205	205	205	205
costos del GMF del ASIC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
costos operativos del LAC:	396	396	396	396	396	396	396	396	396	396
costos de inversión y proyectos del LAC:	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
costos del GMF del LAC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000	4.207.970.000

## Anexo 3. Costo de la energía – Resultados corridas energéticas MPODE, 2013

Fecha	ETAPA	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14	nov-14	dic-14
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	58,44	62,07	67,14	69,58	58,06	51,76	49,23	52,32	56,22	51,31	50,40	50,06
	Q.Sup	70,68	81,39	88,31	92,60	71,18	70,68	67,16	69,81	70,60	70,60	66,22	67,66
	Q.Inf	39,32	45,37	49,26	47,38	36,79	36,59	30,36	34,29	30,41	25,42	24,73	20,76

Fecha	ETAPA	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	50,21	54,38	60,99	62,82	48,45	45,00	44,40	44,13	47,98	44,27	44,75	44,15
	Q.Sup	71,94	80,05	80,61	80,55	68,48	65,80	68,51	68,42	71,94	70,24	70,67	69,72
	Q.Inf	19,03	19,52	28,28	21,79	24,00	18,96	17,05	2,00	0,05	0,00	2,16	16,95

Fecha	ETAPA	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	47,97	50,76	58,93	62,19	49,49	45,43	44,98	45,81	45,55	45,09	48,14	50,99
	Q.Sup	73,12	81,80	80,85	92,82	72,65	66,61	66,74	71,49	73,69	71,49	72,49	75,22
	Q.Inf	16,61	15,06	17,89	22,94	23,39	2,00	14,79	4,65	0,75	1,17	17,53	23,51

Fecha	ETAPA	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	54,12	56,72	68,41	65,29	51,41	47,87	46,93	48,50	47,83	47,92	47,90	50,35
	Q.Sup	76,65	76,67	101,02	97,88	72,92	72,82	71,03	73,61	74,42	76,38	77,51	79,53
	Q.Inf	22,47	23,57	20,79	18,67	12,56	12,47	8,41	4,65	3,06	9,90	12,88	10,14

Fecha	ETAPA	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	56,24	65,73	94,76	85,34	59,84	42,53	38,19	43,16	46,00	44,14	45,52	42,72
	Q.Sup	79,46	93,23	263,90	259,15	78,61	74,63	75,97	79,78	80,01	75,97	80,01	75,97
	Q.Inf	7,62	8,20	11,04	17,44	7,86	3,42	1,73	4,63	1,92	4,37	6,90	5,38

Fecha	ETAPA	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	48,25	55,98	64,94	58,21	42,92	35,25	32,12	36,43	40,57	39,34	44,33	46,17
	Q.Sup	81,02	81,71	90,69	81,02	76,92	67,40	63,39	70,63	81,69	70,02	81,69	81,69
	Q.Inf	5,49	6,49	5,02	3,46	7,93	3,05	0,00	2,97	0,02	0,00	6,04	11,99

Fecha	ETAPA	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	52,45	65,54	83,92	64,73	51,42	46,53	47,21	46,78	50,18	48,54	49,62	50,62
	Q.Sup	86,73	104,21	125,67	101,14	82,39	82,27	78,00	76,19	86,73	82,93	82,30	86,73
	Q.Inf	3,60	8,22	9,86	11,03	5,45	2,48	1,96	4,67	2,52	1,01	17,82	23,58

Fecha	ETAPA	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	53,23	66,53	88,24	74,98	58,12	51,78	50,92	54,01	56,35	55,90	59,98	61,24
	Q.Sup	86,82	115,30	131,29	120,18	86,82	82,35	80,45	85,02	86,98	82,51	82,51	86,98
	Q.Inf	20,54	21,11	20,61	22,00	13,03	17,89	13,75	18,60	8,36	13,67	32,14	30,64

Fecha	ETAPA	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	66,30	78,72	97,51	92,52	68,19	63,42	63,17	67,73	75,49	68,03	69,37	72,66
	Q.Sup	94,41	126,57	229,79	126,55	92,15	87,32	87,83	87,95	94,00	87,83	87,83	91,39
	Q.Inf	26,19	35,81	43,66	45,71	36,52	30,93	38,03	35,88	38,75	47,04	43,60	40,96

Fecha	ETAPA	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23
Costo margina de la energía USD/MWh	Prom.	83,46	90,45	127,53	107,86	73,66	65,94	63,95
	Q.Sup	88,90	137,54	353,50	276,75	101,21	89,07	88,25
	Q.Inf	45,09	53,49	62,40	53,22	40,95	26,66	16,33

## Anexo 4. Supuestos variables macroeconómicas

Año	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Inflación (IPC)	3,10%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
IPP	3,46%	2,78%	3,31%	4,47%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
TRM	\$1.900,0	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5
Pb promedio \$/MWh	\$106.614,71	\$102.918,05	\$94.738,21	\$114.817,99	\$128.206,41	\$102.672,62	\$95.517,11	\$111.440,12	\$123.419,86	\$144.896,56	\$153.225,02
DTF	4,99%	5,54%	5,75%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%

Año	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
Inflación (IPC)	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
IPP	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
TRM	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5	\$1.907,5
Pb promedio \$/MWh	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02	\$153.225,02
DTF	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%	5,87%



## Anexo 5. Estado de pérdidas y ganancias (PyG) Parque eólico

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
<b>Ingresos</b>										
Ventas del producto	\$5.023.095.571	\$4.623.864.314	\$5.603.892.911	\$6.257.338.409	\$5.011.116.849	\$4.661.879.688	\$5.439.030.318	\$6.023.722.295	\$7.071.930.303	\$7.478.415.514
Valor residual										
<b>Egresos</b>										
Gastos de Operacion (USD)	\$960.432.240	\$989.245.207	\$1.018.922.563	\$1.049.490.240	\$1.080.974.947	\$1.113.404.195	\$1.146.806.321	\$1.181.210.511	\$1.216.646.826	\$1.253.146.231
Otros Gastos regulatorios (CND ASIC LAC)	\$20.808.451	\$21.847.537	\$22.284.982	\$20.446.935	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187
- Depreciación	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340
<b>Utilidad operativa</b>	\$2.240.195.463	\$1.838.765.629	\$2.767.121.167	\$3.344.261.600	\$2.125.922.844	\$1.744.256.435	\$2.488.004.939	\$3.038.292.726	\$4.051.064.419	\$4.421.050.225
<b>Egresos Financieros</b>	\$2.996.573.806	\$2.996.573.806	\$2.996.573.806	\$2.820.304.759	\$2.644.035.711	\$2.467.766.664	\$2.291.497.616	\$2.115.228.569	\$1.938.959.522	\$1.762.690.474
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	-\$756.378.343	-\$1.157.808.177	-\$229.452.639	\$523.956.842	-\$518.112.867	-\$723.510.229	\$196.507.322	\$923.064.157	\$2.112.104.897	\$2.658.359.751
<b>Utilidad Neta</b>	-\$756.378.343	-\$1.157.808.177	-\$229.452.639	\$523.956.842	-\$518.112.867	-\$723.510.229	\$196.507.322	\$923.064.157	\$2.112.104.897	\$2.658.359.751

	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>Ingresos</b>										
Ventas del producto	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514	\$7.478.415.514
Valor residual										\$3.689.245.200
<b>Egresos</b>										
Gastos de Operacion (USD)	\$1.290.740.618	\$1.329.462.837	\$1.369.346.722	\$1.410.427.123	\$1.452.739.937	\$1.496.322.135	\$1.541.211.799	\$1.587.448.153	\$1.635.071.598	\$905.299.500
Otros Gastos regulatorios (CND ASIC LAC)	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.188	\$21.336.188	\$21.336.188	\$21.336.188	\$21.336.188
- Depreciación	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340	-\$1.660.160.340

<b>Utilidad operativa</b>	\$4.383.455.838	\$4.344.733.619	\$4.304.849.734	\$4.263.769.332	\$4.221.456.519	\$4.177.874.321	\$4.132.984.656	\$4.086.748.302	\$4.039.124.858	\$8.458.142.155
<b>Egresos Financieros</b>	\$1.586.421.427	\$1.410.152.379	\$1.233.883.332	\$1.057.614.284	\$881.345.237	\$705.076.190	\$528.807.142	\$352.538.095	\$176.269.047	-\$0
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	\$2.797.034.411	\$2.934.581.240	\$3.070.966.402	\$3.206.155.048	\$3.340.111.282	\$3.472.798.131	\$3.604.177.514	\$3.734.210.208	\$3.862.855.810	\$8.458.142.155
<b>Utilidad Neta</b>	\$2.797.034.411	\$2.934.581.240	\$3.070.966.402	\$3.206.155.048	\$3.340.111.282	\$3.472.798.131	\$3.604.177.514	\$3.734.210.208	\$3.862.855.810	\$8.458.142.155

## Anexo 6. Flujo de caja libre Parque eólico

### Flujo de caja libre del proyecto de generación eólico

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
<b>Utilidad operativa</b>		\$2.240.195.463	\$1.838.765.629	\$2.767.121.167	\$3.344.261.600	\$2.125.922.844	\$1.744.256.435	\$2.488.004.939	\$3.038.292.726	\$4.051.064.419	\$4.421.050.225
+ Depreciación		\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340
<b>EBITDA</b>		\$3.900.355.803	\$3.498.925.969	\$4.427.281.507	\$5.004.421.940	\$3.786.083.184	\$3.404.416.775	\$4.148.165.279	\$4.698.453.066	\$5.711.224.759	\$6.081.210.565
- impuestos aplicados a la utilidad operativa		\$739.264.503	\$606.792.658	\$913.149.985	\$1.103.606.328	\$701.554.538	\$575.604.624	\$821.041.630	\$1.002.636.600	\$1.336.851.258	\$1.458.946.574
Flujo de caja	\$-	\$4.639.620.305	\$4.105.718.627	\$5.340.431.492	\$6.108.028.268	\$4.487.637.722	\$3.980.021.399	\$4.969.206.908	\$5.701.089.666	\$7.048.076.017	\$7.540.157.139
Inversión inicial	-47.617.572.000	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-
<b>Flujo de Caja Libre</b>	-47.617.572.000	\$4.639.620.305	\$4.105.718.627	\$5.340.431.492	\$6.108.028.268	\$4.487.637.722	\$3.980.021.399	\$4.969.206.908	\$5.701.089.666	\$7.048.076.017	\$7.540.157.139

	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>Utilidad operativa</b>	\$4.383.455.838	\$4.344.733.619	\$4.304.849.734	\$4.263.769.332	\$4.221.456.519	\$4.177.874.321	\$4.132.984.656	\$4.086.748.302	\$4.039.124.858	\$8.458.142.155
+ Depreciación	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340	\$1.660.160.340
<b>EBITDA</b>	\$6.043.616.178	\$6.004.893.959	\$5.965.010.074	\$5.923.929.672	\$5.881.616.859	\$5.838.034.661	\$5.793.144.996	\$5.746.908.642	\$5.699.285.198	\$10.118.302.495
- impuestos aplicados a la utilidad operativa	\$1.446.540.427	\$1.433.762.094	\$1.420.600.412	\$1.407.043.880	\$1.393.080.651	\$1.378.698.526	\$1.363.884.937	\$1.348.626.940	\$1.332.911.203	\$2.791.186.911
Flujo de caja	\$7.490.156.604	\$7.438.656.054	\$7.385.610.486	\$7.330.973.552	\$7.274.697.510	\$7.216.733.186	\$7.157.029.933	\$7.095.535.582	\$7.032.196.401	\$12.909.489.407
Inversión inicial	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-
<b>Flujo de Caja Libre</b>	\$7.490.156.604	\$7.438.656.054	\$7.385.610.486	\$7.330.973.552	\$7.274.697.510	\$7.216.733.186	\$7.157.029.933	\$7.095.535.582	\$7.032.196.401	\$12.909.489.407

## Flujo de caja libre del accionista

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
<b>Flujo de Caja Libre</b>	-47.617.572.000	\$4.639.620.305	\$4.105.718.627	\$5.340.431.492	\$6.108.028.268	\$4.487.637.722	\$3.980.021.399	\$4.969.206.908	\$5.701.089.666	\$7.048.076.017	\$7.540.157.139
-Interes		-\$2.996.573.806	-\$2.996.573.806	-\$2.996.573.806	-\$2.820.304.759	-\$2.644.035.711	-\$2.467.766.664	-\$2.291.497.616	-\$2.115.228.569	-\$1.938.959.522	-\$1.762.690.474
<b>-Pagos a principal</b>	\$-	\$-	\$-	\$-	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553
+Nuevos creditos	\$33.332.300.400										
<b>Flujo de Caja del Accionista</b>	-14.285.271.600	\$1.643.046.499	\$1.109.144.821	\$2.343.857.686	\$1.326.999.957	-\$117.121.542	-\$448.468.818	\$716.985.739	\$1.625.137.544	\$3.148.392.942	\$3.816.743.112

	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>Flujo de Caja Libre</b>	\$7.490.156.604	\$7.438.656.054	\$7.385.610.486	\$7.330.973.552	\$7.274.697.510	\$7.216.733.186	\$7.157.029.933	\$7.095.535.582	\$7.032.196.401	\$12.909.489.407
-Interes	-\$1.586.421.427	-\$1.410.152.379	-\$1.233.883.332	-\$1.057.614.284	-\$881.345.237	-\$705.076.190	-\$528.807.142	-\$352.538.095	-\$176.269.047	\$0
<b>-Pagos a principal</b>	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553	-\$1.960.723.553
+Nuevos creditos										
<b>Flujo de Caja del Accionista</b>	\$3.943.011.625	\$4.067.780.121	\$4.191.003.602	\$4.312.635.715	\$4.432.628.720	\$4.550.933.444	\$4.667.499.238	\$4.782.273.935	\$4.895.203.801	\$10.948.765.854

VARIABLE	VALOR
<b>WACC</b>	6,32 %
<b>Ks</b>	7,1%
<b>VPN</b>	\$22.352.620.894
<b>TIR proyecto</b>	10,65
<b>TIR inversionista</b>	13,61

## Anexo 7. Estado de pérdidas y ganancias (PyG) instalación fotovoltaica

	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Ingresos										
Ventas del producto	\$2.366.668.750	\$2.284.609.154	\$2.103.030.410	\$2.548.767.959	\$2.845.968.668	\$2.279.160.980	\$2.120.320.600	\$2.473.784.996	\$2.739.715.162	\$3.216.462.136
Valor residual										
Egresos										
Gastos de Operacion (USD)	\$673.881.028	\$694.097.459	\$714.920.382	\$736.367.994	\$758.459.034	\$781.212.805	\$804.649.189	\$828.788.664	\$853.652.324	\$879.261.894
Otros Gastos regulatorios (CND ASIC LAC)	\$20.808.451	\$21.847.537	\$22.284.982	\$20.446.935	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187
- Depreciación	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000
Utilidad operativa	-\$759.640.728	-\$862.955.841	-\$1.065.794.954	-\$639.666.970	-\$365.446.553	-\$955.008.011	-\$1.137.284.776	-\$807.959.856	-\$566.893.349	-\$115.755.945
Egresos Financieros	\$5.359.279.901	\$5.359.279.901	\$5.359.279.901	\$5.115.676.269	\$4.872.072.637	\$4.628.469.005	\$4.384.865.373	\$4.141.261.742	\$3.897.658.110	\$3.654.054.478
Utilidad antes de impuestos	-\$6.118.920.629	-\$6.222.235.742	-\$6.425.074.855	-\$5.755.343.239	-\$5.237.519.190	-\$5.583.477.017	-\$5.522.150.150	-\$4.949.221.598	-\$4.464.551.459	-\$3.769.810.423
Utilidad Neta	-\$6.118.920.629	-\$6.222.235.742	-\$6.425.074.855	-\$5.755.343.239	-\$5.237.519.190	-\$5.583.477.017	-\$5.522.150.150	-\$4.949.221.598	-\$4.464.551.459	-\$3.769.810.423

	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
Ingresos										
Ventas del producto	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130	\$1.783.140.304	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130	\$3.401.340.130
Valor residual										\$5.403.600.000

Egresos										
Gastos de Operacion (USD)	\$905.639.751	\$932.808.943	\$960.793.212	\$989.617.008	\$1.019.305.518	\$1.049.884.684	\$1.081.381.224	\$1.113.822.661	\$1.147.237.341	\$1.181.654.461
Otros Gastos regulatorios (CND ASIC LAC)	\$21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.187	\$ 21.336.187	\$21.336.187	\$21.336.188	\$21.336.188	\$21.336.188	\$21.336.188	\$21.336.188
- Depreciación	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000	-\$2.431.620.000
Utilidad operativa	\$42.744.192	\$15.574.999	-\$1.630.609.095	-\$41.233.065	-\$70.921.576	-\$101.500.741	-\$132.997.282	-\$165.438.719	-\$198.853.398	\$5.170.329.481
Egresos Financieros	\$3.410.450.846	\$3.166.847.214	\$2.923.243.582	\$2.679.639.950	\$2.436.036.319	\$2.192.432.687	\$1.948.829.055	\$1.705.225.423	\$1.461.621.791	\$1.218.018.159
Utilidad antes de impuestos	-\$3.367.706.654	-\$3.151.272.215	-\$4.553.852.677	-\$2.720.873.016	-\$2.506.957.894	-\$2.293.933.428	-\$2.081.826.337	-\$1.870.664.142	-\$1.660.475.190	\$3.952.311.322
Utilidad Neta	-\$3.367.706.654	-\$3.151.272.215	-\$4.553.852.677	-\$2.720.873.016	-\$2.506.957.894	-\$2.293.933.428	-\$2.081.826.337	-\$1.870.664.142	-\$1.660.475.190	\$3.952.311.322

## Anexo 8. Flujo de caja libre del proyecto de generación fotovoltaico

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
<b>Utilidad operativa</b>		-\$759.640.728	-\$862.955.841	-\$1.065.794.954	-\$639.666.970	-\$365.446.553	-\$955.008.011	-\$1.137.284.776	-\$807.959.856	-\$566.893.349	-\$115.755.945
+ Depreciación		\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000
<b>EBITDA</b>		\$1.671.979.272	\$1.568.664.159	\$1.365.825.046	\$1.791.953.030	\$2.066.173.447	\$1.476.611.989	\$1.294.335.224	\$1.623.660.144	\$1.864.726.651	\$2.315.864.055
- impuestos aplicados a la utilidad operativa		-\$250.681.440	-\$284.775.428	-\$351.712.335	-\$211.090.100	-\$120.597.362	-\$315.152.644	-\$375.303.976	-\$266.626.752	-\$187.074.805	-\$38.199.462
Flujo de caja		\$1.421.297.831	\$1.283.888.731	\$1.014.112.711	\$1.580.862.930	\$1.945.576.085	\$1.161.459.345	\$919.031.247	\$1.357.033.391	\$1.677.651.846	\$2.277.664.593
Inversión inicial	-85.162.560.000										
<b>Flujo de Caja Libre</b>	-85.162.560.000	\$1.421.297.831	\$1.283.888.731	\$1.014.112.711	\$1.580.862.930	\$1.945.576.085	\$1.161.459.345	\$919.031.247	\$1.357.033.391	\$1.677.651.846	\$2.277.664.593

	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>Utilidad operativa</b>	\$42.744.192	\$15.574.999	-\$1.630.609.095	-\$41.233.065	-\$70.921.576	-\$101.500.741	-\$132.997.282	-\$165.438.719	-\$198.853.398	\$5.170.329.481
+ Depreciación	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000	\$2.431.620.000
<b>EBITDA</b>	\$2.474.364.192	\$2.447.194.999	\$801.010.905	\$2.390.386.935	\$2.360.698.424	\$2.330.119.259	\$2.298.622.718	\$2.266.181.281	\$2.232.766.602	\$7.601.949.481
- impuestos aplicados a la utilidad operativa	\$14.105.583	\$5.139.750	-\$538.101.001	-\$13.606.912	-\$23.404.120	-\$33.495.245	-\$43.889.103	-\$54.594.777	-\$65.621.622	\$1.706.208.729
Flujo de caja	\$2.488.469.775	\$2.452.334.749	\$262.909.904	\$2.376.780.023	\$2.337.294.304	\$2.296.624.014	\$2.254.733.615	\$2.211.586.504	\$2.167.144.980	\$9.308.158.210
Inversión inicial	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-	\$-
<b>Flujo de Caja Libre</b>	\$2.488.469.775	\$2.452.334.749	\$262.909.904	\$2.376.780.023	\$2.337.294.304	\$2.296.624.014	\$2.254.733.615	\$2.211.586.504	\$2.167.144.980	\$9.308.158.210

## Flujo de caja libre del accionista

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
<b>Flujo de Caja Libre</b>	-85.162.560.000	\$1.421.297.831	\$1.283.888.731	\$1.014.112.711	\$1.580.862.930	\$1.945.576.085	\$1.161.459.345	\$919.031.247	\$1.357.033.391	\$1.677.651.846	\$2.277.664.593
-Interes		-\$5.359.279.901	-\$5.359.279.901	-\$5.359.279.901	-\$5.115.676.269	-\$4.872.072.637	-\$4.628.469.005	-\$4.384.865.373	-\$4.141.261.742	-\$3.897.658.110	-\$3.654.054.478
<b>-Pagos a principal</b>					-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818
+Nuevos creditos	\$59.613.792.000										
<b>Flujo de Caja del Accionista</b>	-25.548.768.000	-\$3.937.982.069	-\$4.075.391.170	-\$4.345.167.190	-\$6.244.531.158	-\$5.636.214.371	-\$6.176.727.479	-\$6.175.551.944	-\$5.493.946.168	-\$4.929.724.082	-\$4.086.107.703

	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
<b>Flujo de Caja Libre</b>	\$2.488.469.775	\$2.452.334.749	\$262.909.904	\$2.376.780.023	\$2.337.294.304	\$2.296.624.014	\$2.254.733.615	\$2.211.586.504	\$2.167.144.980	\$9.308.158.210
-Interés	-\$3.410.450.846	-\$3.166.847.214	-\$2.923.243.582	-\$2.679.639.950	-\$2.436.036.319	-\$2.192.432.687	-\$1.948.829.055	-\$1.705.225.423	-\$1.461.621.791	-\$1.218.018.159
<b>-Pagos a principal</b>	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818	-\$2.709.717.818
+Nuevos créditos										
<b>Flujo de Caja del Accionista</b>	-\$3.631.698.889	-\$3.424.230.283	-\$5.370.051.497	-\$3.012.577.746	-\$2.808.459.832	-\$2.605.526.491	-\$2.403.813.258	-\$2.203.356.737	-\$2.004.194.629	\$5.380.422.233

VARIABLE	VALOR
<b>WACC</b>	6,32 %
<b>Ks</b>	7,1%
<b>VPN</b>	-\$ 60.607.595.465
<b>TIR proyecto</b>	-4,85%
<b>TIR inversionista</b>	NEGATIVA



## 10 Referencias

- [1] BANCOLOMBIA. (2013). Informe de proyecciones macroeconómicas 2011 - 2017.
- [2] BAÑUELOS, F., ANGELES, C., SERRANO, J., & MUCIÑO, D. (2013). Análisis y validación de metodología usada para la obtención de perfiles de velocidad de viento.
- [3] BARRY, M., STEYN, H., & BRENT, A. (2011). Selection of renewable energy technologies for Africa: Eight case studies in Rwanda, Tanzania and Malawi. *Renewable Energy*, 36(11), 2845–2852.
- [4] BLOOMBERG. (2013). Bloomberg Ticker ecfc US TREASURY N/B.
- [5] CAAMAÑO, E., & LORENZO, E. (1995). Inverters in PV grid connected systems: an assessment on the proper selection. In *Proceedings of the 13th European photovoltaic solar energy conference* (pp. 1900–1903). France.
- [6] CAAMAÑO, E. M. (1998). Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: caracterización y análisis. Universidad politécnica de madrid.
- [7] CADENA, M. A. I. (2008). Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia. *Revista de Ingeniería Scielo*, 28, 90–98.
- [8] CARVAJAL, E. A. G. (2003). Exploración para la viabilidad de los sistemas distribuidos de potencia en el valle de Aburrá.
- [9] CASPARY, G. (2009). Gauging the future competitiveness of renewable energy in Colombia. *Energy Economics*, 31, 443–449.
- [10] CHARTERS, W. (2000). Developing markets for renewable energy technologies. *Renewable Energy*, 22(1-3), 217–222.
- [11] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (1995). Resolución CREG 025 de 1995, Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- [12] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (1996). Resolución CREG 086 de 1996; Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- [13] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2001a). Resolución CREG 005-2001; Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 81 de la Ley 633 de 2000.
- [14] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2001b). Resolución CREG 039 de 2001; Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-086 de 1996 y CREG-107 de 1998.
- [15] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2005). Resolución CREG 124 de 2005; Por la cual se establecen los Ingresos Regulados por concepto de los servicios prestados por el CND, el ASIC y el LAC para el año 2006.
- [16] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2006). Resolución CREG 071-2006; Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
- [17] DANE. (2014). Índice de Precios al Productor Total Nacional.
- [18] DB-HE. (2009). Código Técnico de la Edificación (CTE) Documento Básico de Ahorro de Energía.
- [19] DEKKER, J., & CHOWDHURY, S. CHOWDHURY, S. (S. F. ). (2010). Economic viability of PV/diesel hybrid power systems in different climatic zones in South Africa. Power and Energy Society General Meeting; IEEE, 1–8.
- [20] DERU, M., & TORCELLINI, P. (2007). Source energy and emission factors for energy use in buildings. National Renewable Energy Laboratory.
- [21] DEVGAN, S. (2001). Impact of environmental factors on the economic evaluation of renewable energy alternative generation. System Theory; Proceedings of the 33rd Southeastern Symposium, 123–126.
- [22] DUFFIE, J., & BECKMAN, W. (2013). Solar engineering of thermal processes (Cuarta.). New York.
- [23] EIA. (2013). Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants.
- [24] ENERCON. (2013). Aerogeneradores ENERCON: Curva de potencia aerogenerador E-82 E2 / 2.000 kW.
- [25] EPIA. (2013). Global market outlook for photovoltaics 2013 - 2017.

- [26] FERNÁNDEZ, A. I., CONTRERAS, J., & BERNAL, J. L. A. (2006). Design of grid connected PV systems considering electrical, economical and environmental aspects: A practical case. *Renewable Energy*, 31(13), 2042–2062. doi:10.1016/j.renene.2005.09.028
- [27] FERNÁNDEZ, P. (1993). *ENERGÍA EÓLICA* (Primera.). España.
- [28] GEORGE, M., & BANERJEE, R. (2011). A methodology for analysis of impacts of grid integration of renewable energy. *Energy Policy*, 39(3), 1265–1276.
- [29] GEORGILAKIS, P., & KATSIGIANNIS, Y. (2009). Reliability and economic evaluation of small autonomous power systems containing only renewable energy sources. *Renewable Energy*, 34(1), 65–70.
- [30] GIL, M. M., SMITH, R., & ANGEL, W. (2004). XXI CONGRESO LATINOAMERICANO DE HIDRÁULICA HIDROELÉCTRICAS.
- [31] GÖKÇEK, M., & GENÇ, M. S. (2009). Evaluation of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems (WECSs) in Central Turkey. *Applied Energy*, 86(12), 2731–2739. doi:10.1016/j.apenergy.2009.03.025
- [32] GWEC. (2013). Global wind report: Annual market update 2010.
- [33] HILLEBRAND, B BUTTERMANN, H BEHRINGER, J., & BLEUEL, M. (2006). The expansion of renewable energies and employment effects in Germany. *Energy Policy*, 34(18), 3484–3494.
- [34] IDEAM, & UPME. (2005). *Atlas de Radiación Solar de Colombia*.
- [35] IDEAM, & UPME. (2006). *Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia* (pp. 11–17).
- [36] KAYGUSUZ, K. (2002). Environmental impacts of energy utilization and renewable energy policies in Turkey. *Energy Policy*, 30(8), 689–698.
- [37] KOO, J., PARK, K., SHIN, D., & YOON, E. (2011). Economic evaluation of renewable energy systems under varying scenarios and its implications to Korea's renewable energy plan. *Applied Energy*, 88(6), 2254–2260.
- [38] LAVE, M., & KLEISSL, J. (2011). Optimum fixed orientations and benefits of tracking for capturing solar radiation in the continental United States. *Renewable Energy*, 36(3), 1145–1152. doi:10.1016/j.renene.2010.07.032

- [39] MASTERS, G. M. (2004). Renewable and Efficient Electric Power Systems. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc. doi:10.1002/0471668826
- [40] MICHALAK, P., & ZIMNY, J. (2011). Wind energy development in the world, Europe and Poland from 1995 to 2009; current status and future perspectives. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(5), 2330–2341. doi:10.1016/j.rser.2011.02.008
- [41] PARK, J. (1981). The Wind Power Book. Palo Alto.
- [42] PINILLA, A. S. (1997). Manual de aplicación de la energía eólica.
- [43] POMA, L. R. J. (2000). Centrales eólicas de energía eléctrica”; Tesis postgrado Sistemas eléctricos de potencia. Escuela Politécnica Nacional.
- [44] RODRÍGUEZ, H. (2008). Desarrollo de la energía solar en Colombia y sus perspectivas. Revista de Ingeniería. Revista de Ingeniería, 28, 83–89.
- [45] SCHMID, J. (1992). PV in Buildings. In Actas del XI Congreso europeo de Energía Solar fotovoltaica (p. 1659). Montreaux, Suiza.
- [46] SEBITOSI, A., & PILLAY, P. (2008). Renewable energy and the environment in South Africa: A way forward. Energy Policy, 36(9), 3312–3316.
- [47] SEGURO, J. V., & LAMBERT, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 85(1), 75–84. doi:10.1016/S0167-6105(99)00122-1
- [48] TSAI, W., & CHOU, Y. (2005). Overview of environmental impacts, prospects and policies for renewable energy in Taiwan. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 9(2), 119–147.
- [49] UPME. (2010). Formulación de un plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE).
- [50] UPME. (2013). Energías renovables: descripción, tecnologías y usos finales.
- [51] VÁSQUEZ, M. (2007). Diseño de una turbina eólica de eje vertical con rotor mixto. Universidad Austral de Chile.
- [52] XM. (2013). Informe de operación y administración del mercado.
- [53] XM. (2014). Informe de operación y administración del mercado.